



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

---

**ANÁLISIS DE LA TURBINA DE VAPOR DE LA TERMOELÉCTRICA**  
**DE TULA HIDALGO**

---

**TESIS**

Que para obtener el grado de

**INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTA:

**ALICIA PÉREZ HERNÁNDEZ**

ASESOR:

Doctor en Ingeniería Eléctrica  
**DR. GILBERTO GONZÁLEZ ÁVALOS**

Morelia, Michoacán, Marzo de 2017

## RESUMEN

El objetivo principal de este proyecto de tesis consiste en el modelado de turbinas de vapor, además considerando los datos más importantes que definen el tipo y capacidad de la turbina de vapor como equipo principal a modelar. La central Termoeléctrica Tula Francisco Pérez Ríos, la cuál inicio su operación el 29 de junio de 1976, CFE (1991) es el caso de estudio a analizar. El proceso considerado incluye el equipo y procesos de sistemas de acuerdo con la referencia CFE (199): suministro de combustible, generador de vapor, turbinas de vapor (de alta, media y baja presión), condensador principal, sistema de condesados, y el sistema de agua de alimentación y optimización de una planta integrada en ciclo Rankine de 400 MW de potencia cuando se encuentran en operación. También, se analizan los puntos más importantes para lograr un buen monitoreo en la turbina de vapor y contar con todas los elementos disponibles para mantener una alta eficiencia en la turbina y buena operación de las turbinas. Las causas de ineficiencia se traducen también en pérdida de potencia eléctrica y empeoramiento del régimen térmico, con el objetivo de tener varios indicadores para tomar las mejores decisiones. Es importante mantener en buenas condiciones las turbinas y también es importante saber cuándo es el momento óptimo para sacar a mantenimiento una unidad, para evitar darle mantenimiento a las unidades cuando no lo necesitan.

**Palabras Claves:** Generador de Vapor, Turbina de Vapor, Generador Eléctrico, Ciclos de Vapor, Potencia-Eficiencia.

## ABSTRACT

The main objective of this project of thesis consists in the modeling of the steam turbines, also considering the most important data that define the type and capacity of the steam turbine as the main equipment to be modeled. The Tula Thermoelectric plant Francisco Pérez Ríos, which started its operation on June 29, 1976, CFE (1991) is the study case to be analyzed. The process considered includes the equipment and systems processes according to the reference CFE (199): fuel supply, steam generator, steam turbines (high, medium and low pressure), main condenser, condensate system, and Feed water system and optimization of a plant integrated in Rankine cycle of 400 MW of power when they are in operation. Also, the most important points are analyzed to achieve a good monitoring in the steam turbine and to have all the elements available to maintain a high efficiency in the turbine and good operation of the turbines. The causes of inefficiency are also translated into loss of electrical power and worsening of the thermal regime, with the aim of having several indicators to make the best decisions. It is important to keep the turbines in good condition and it is also important to know when is the optimum time to service a unit, to avoid servicing the units when they do not need it.

# Dedicatoria

*Esta tesis está dedicada a la belleza de los sueños de mis padres.*

# Agradecimientos

A mis Padres, Mateo Pérez Ruiz y Dominga Hernández Hernández a quien les debo toda la vida, les agradezco el cariño, la comprensión, la paciencia y el apoyo que me han brindado para culminar mi carrera profesional.

A mis Hermanos, Juan, Eduardo, María, Claudia, Mateo y Ricardo que siempre me han apoyado en momentos difíciles y me han enseñado a luchar por nuestras metas.

A mi Asesor, Dr. Gilberto González Ávalos. Por su dedicación y apoyo.

A mis sinodales que aceptaron tomarse tiempo para leer ésta tesis. De igual manera agradezco a todos mis profesores por que fueron la base de mi formación en esta escuela.

A la Facultad de Ingeniería Eléctrica (FIE).

A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH).

# Índice

	Página
<b>Resumen</b>	<b>1</b>
<b>Abstract</b>	<b>2</b>
<b>Dedicatoria</b>	<b>3</b>
<b>Agradecimientos</b>	<b>4</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>5</b>
<b>Índice</b>	<b>5</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>7</b>
<b>Lista de Tablas</b>	<b>9</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>4</b>
1.1. Objetivo . . . . .	5
1.2. Justificación . . . . .	5
1.3. Metodología . . . . .	6
1.4. Contenido de la tesis . . . . .	6
<b>2. Antecedentes de Centrales Eléctricas</b>	<b>8</b>
2.1. Introducción . . . . .	8
2.2. Fuentes Renovables . . . . .	19
2.3. Fuentes No Renovables . . . . .	34
<b>3. Modelado de Turbinas de Vapor</b>	<b>35</b>
3.1. Introducción . . . . .	35
3.2. Termoeléctrica de Tula Hidalgo . . . . .	36
3.3. Componentes de una Turbina de vapor . . . . .	54
3.4. Conversión de energía mecánica y eléctrica . . . . .	59
<b>4. Análisis de Turbinas de Vapor en Centrales Eléctricas</b>	<b>63</b>
4.1. Introducción . . . . .	63
4.2. Turbina de Vapor en un Ciclo Rankine básico . . . . .	67
4.3. Turbina de Vapor en un Ciclo de Recalentamiento . . . . .	71
4.4. Turbina de Vapor en un Ciclo de Regenerativo . . . . .	76
4.4.1. Ciclo Rankine con calentadores abiertos . . . . .	76
4.4.2. Ciclo Rankine con calentadores cerrado . . . . .	77

	Página
4.5. Turbina de Vapor en un ciclo de Recalentamiento y Regenerativo . .	81
4.6. Turbinas de Vapor Comerciales . . . . .	85
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>94</b>
5.1. Conclusiones . . . . .	94
5.2. Recomendaciones . . . . .	95
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>96</b>
<b>A. Modelado de Turbinas de Vapor</b>	<b>97</b>
A.1. Condiciones de diseño del generador de vapor . . . . .	97
A.2. Condiciones de diseño de vapor . . . . .	97
A.3. Condiciones de diseño del generador eléctrico . . . . .	97
<b>B. Análisis de Turbinas de Vapor en Centrales Eléctricas</b>	<b>98</b>
B.1. Diagrama de Mollier a una escala más grande con Ciclo Rankine básico	98
B.2. Diagrama de Mollier a una escala más grande con Ciclo Recalentamiento	99
B.3. Diagrama de Mollier a una escala más grande con Ciclo Regenerativo	100
B.4. Diagrama de Mollier a una escala más grande con Ciclo de Recalen- tamiento y Regenerativo . . . . .	101

# Lista de Figuras

Figura	Página
2.1 Energía Solar Fotovoltaica . . . . .	20
2.2 Energía eólica. . . . .	23
2.3 Central hidroeléctrica. . . . .	26
2.4 El volcán Chaparrastique. . . . .	28
2.5 Gpéiser castle. . . . .	28
2.6 Pozas de lodo hirviente, Rotorua, Nueva Zelanda. . . . .	29
2.7 La energía biomasa. . . . .	30
2.8 Generador a base de corrientes marítimas. . . . .	33
3.1 Diagrama simplificado de turbina . . . . .	42
3.2 Proceso de Generación de Energía Eléctrica . . . . .	43
3.3 Generador de vapor. . . . .	45
3.4 Sistema de control de combustión de una cantidad de generación eléctrica. . . . .	50
3.5 Sistema de control de agua de alimentación de una unidad de generación eléctrica. . . . .	51
3.6 Caracterización de las válvulas de agua de alimentación de altas y bajas cargas. . . . .	53
3.7 Turbina de vapor. . . . .	55
4.1 Clasificación de fallas de turbina . . . . .	66
4.2 Modos y daños de deterioración por envejecimiento . . . . .	67
4.3 Diagrama Ts del ciclo Rankine simple con sobrecalentamiento. . . . .	68
4.4 Es una sección del diagrama de Mollier completo del apéndice A.1 a una escala mayor . . . . .	71
4.5 El ciclo Rankine ideal con recalentamiento. . . . .	72
4.6 Es una sección del diagrama de Mollier completo del apéndice A.2 a una escala mayor . . . . .	74

Figura	Página
4.7 Esquema de instalación y diagrama Ts de un ciclo de potencia de vapor ideal regenerativo con calentador abierto de alimentación. . . . .	77
4.8 Esquema de instalación y diagrama Ts de un ciclo de potencia de vapor ideal regenerativo con calentador cerrado de alimentación. . . . .	78
4.9 Es una sección del diagrama de Mollier completo del apéndice A.3 a una escala mayor . . . . .	80
4.10 Turbina de Vapor en un ciclo de Recalentamiento y Regenerativo . . .	82
4.11 Es una sección del diagrama de Mollier completo del apéndice A.4 a una escala mayor . . . . .	85
4.12 SST-300 . . . . .	86
4.13 SST-400 . . . . .	87
4.14 SST-500 . . . . .	88
4.15 SST-600 . . . . .	89
4.16 SST-700 . . . . .	90
4.17 SST-800 . . . . .	91
4.18 SST-900 . . . . .	92
4.19 Marca Mitsubishi . . . . .	93
B.1 Diagrama de Mollier con Ciclo Rankine básico . . . . .	98
B.2 Diagrama de Mollier con Ciclo Recalentamiento . . . . .	99
B.3 Diagrama de Mollier con Ciclo Regenerativo . . . . .	100
B.4 Diagrama de Mollier con Ciclo de Recalentamiento y Regenerativo . . .	101

# Lista de Tablas

Tabla	Página
3.1 Características del generador de vapor . . . . .	36
3.2 Características de diseño del generador de vapor . . . . .	37
3.3 Características de diseño de la turbina de vapor . . . . .	38
3.4 Características de diseño del generador eléctrico . . . . .	39
4.1 Usuarios, volumen y valor de las ventas de energía eléctrica segun tipo de servicio 1999 . . . . .	65

# Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
V	Volumen	m <sup>3</sup>
V	Voltaje en terminales del generador	Volts
Pascal	Presión	Pa
H	Entalpía (vapor)	J/Kg
A	Área	Cm <sup>2</sup>
Q	Calor	kJ/kg
R	Constante universal de los gases	kJ/kgk
S	Entropía	kJ/kgk
T	Temperatura	k
Wt	Trabajo desarrollado por la turbina	kJ/kg
C <sub>P</sub>	Calor específico a presión constante	kJ/kgk
C <sub>V</sub>	Calor específico a volumen constante	kJ/kgk
P	Potencia	kw
CTU	Consumo Termico Unitario	Kcal/Kwh
Ph	Presión de hidrogeno	kg/cm <sup>2</sup>
I	Corriente	A
T	Tensión	V
Hertz	Frecuencia	Hz
V	Velocidad	rpm

## Subíndice

Símbolo	Descripción
SEC	Sociedad Electricista Castellana
EPV	Electra Popular Vallisoletana
FECSA	Fuerza Eléctricas de Cataluña
SICTRE	Sistema informatico de control en tiempo real
PURPA	Ley de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos
FENOSA	Fuerza Eléctricas del Noroeste S.A.
EUA	Asociación Española de la Industria Eléctrica
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica
T.A.P	Turbina de Alta presión
T.P.I	Turbina de presión intermedia
T.B.P	Turbina de baja presión
PI	Controlador Proporcional más Integral
Mw	Megawatts
Kw	Kilowatts
Kwh	Kilovatio-hora
Km	Kilometro
TWH	Teravatio-hora
Gw	Gigavatio
GEI	Gases de Efecto Invernadero
Kv/h	Kilovolts sobre hora
Kg/h	Kilogramo sobre hora
r.p.m	Revolucion por minuto
CO2	Bióxido de carbono
mmH <sub>2</sub> O	Milímetro de agua
Y	Conexión en estrella
e	Eficiencia de la central

$P_{sal}$	Presión de salida
$P_{ent}$	Presión de entrada
/	Promedio entre entrada / salida
PT	Presión de vapor
Porcentaje	%
FT	Flujo de Aire
$\eta$	Eficiencia

# Capítulo 1

---

## INTRODUCCIÓN

---

La energía eléctrica es indispensable para la vida diaria por el gran avance tecnológico que tiene la vida actual, por esto es de vital importancia las plantas generadoras de energía, que pueden ser hidroeléctricas, termoeléctricas, geotérmicas, nucleoelectricas, eólicas y de ciclo combinado; cada una de ellas tiene como base para la generación de energía “las turbinas”; estas se dividen en turbinas de vapor, turbina de gas y de H<sub>2</sub>O.

La función de las turbinas en la generación de energía, radica en la conversión de la energía térmica de un fluido, que puede ser de naturaleza gaseosa o líquida, en energía mecánica que se transmite mediante un eje al generador de energía.

Dada la importancia que tiene las turbinas de vapor en una planta generadora de energía, han sido motivo de innumerables estudios, tanto para mejorar su eficiencia, como también para mantenerlas en el mejor nivel de funcionamiento.

Las turbinas de vapor se diseñan con mayor grado de confiabilidad y adaptabilidad, con ellas se sigue el mantenimiento adecuado, periódico y programado en las mejores condiciones; ya que de lo contrario se tendrán fallas inesperadas. Dentro de las causas principales de paradas de las turbinas de vapor se consideran las paradas forzadas, las paradas diferidas y paradas planeadas.

## 1.1. Objetivo

El objetivo de este trabajo de tesis es el estudio de las turbinas de vapor, que forman parte de centrales termoeléctricas. En particular se determina la potencia generada de la turbina de vapor de la termoeléctrica de Tula, Hidalgo y como los calentadores y recalentador contribuyen a la característica Potencia-Eficiencia de este tipo de centrales.

## 1.2. Justificación

El acelerado crecimiento demográfico en México, ha incrementado la demanda de energía eléctrica, ya que se exige cada vez más suministro de energía necesaria para la forma de vida moderna.

De este modo surge la necesidad de construcción de un mayor número de plantas generadoras, lo cuál resulta muy costoso y requiere de mucho tiempo para su construcción.

Las plantas de generación de energía eléctrica, no siempre se encuentran trabajando al 100% de su capacidad, y entre otras razones, esto se debe a las fallas que presentan sus componentes; tales es el caso de las turbinas de vapor. Si las fallas no son detectadas a tiempo, esto ocasionará las salidas forzadas de las unidades y por ello se verá afectado e interrumpido el Sistema Eléctrico Nacional y por lo tanto las industrias y población.

Las fallas, paros forzados o cualquier condición anormal de funcionamiento en las turbinas de vapor, pueden evitarse por medio de inspecciones a las máquinas.

Para detectar estas fallas es necesario realizar una inspección integral en las turbinas de vapor, lo cual permite identificar la vida útil del material de sus componentes y con esto programar la sustitución de éstos materiales en programas de mantenimiento

preventivo, y de ésta forma garantizar el suministro de energía dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

### **1.3. Metodología**

Para desarrollar esta metodología se debe saber con precisión los datos de diseño de las turbinas, los modos de operación, y los parámetros de control, y las condiciones actuales de operación. Esto implica tener en cuenta el proceso de degradación físico y químico de los materiales del equipo, así como la incorrecta operación de la planta, como posibles causas de la desviación del funcionamiento respecto a las condiciones de diseño que proporciona el fabricante.

### **1.4. Contenido de la tesis**

En el capítulo 1 se da una explicación breve y sencilla de cómo se describe la importancia de las centrales termoeléctricas, su eficiencia y uso de las turbinas de vapor. También planteamos el objetivo de esta tesis y la justificación.

En el capítulo 2 se realizan la descripción de los antecedentes de centrales eléctricas, energías renovables y no renovables.

En el capítulo 3 se describe el modelado de las turbinas de vapor de la central termoeléctrica de Tula Hidalgo, componentes de una turbina de vapor, la conversión de energía mecánica y eléctrica.

En el capítulo 4 se analizan las turbinas de vapor en centrales eléctricas, turbina de vapor en un ciclo rankine básico, turbina de vapor en un ciclo de recalentamiento, turbina de vapor en ciclo regenerativo, turbina de vapor en ciclo de recalentamiento y

regenerativo, también las turbinas de vapor comerciales.

En el capítulo 5 se enfoca la conclusión y recomendaciones.

## Capítulo 2

---

# ANTECEDENTES DE CENTRALES ELÉCTRICAS

---

### 2.1. Introducción

Desde el punto de vista de la electricidad, Tales de Mileto filósofo griego, fundador de la escuela jónica, considerado como uno de los siete sabios de Grecia, fue el primero en descubrir que si se frota un trozo de ámbar, este atrae objetos más livianos, y aunque no llegó a definir que era debido a la distribución de cargas, si creía que la electricidad residía en el objeto frotado.

Antes de año 1800 la iluminación se realizaba mediante velas o lámparas alimentadas con aceite de ballena y petróleo y la potencia motriz era suministrada generalmente por personas o animales de tracción y sólo en pequeñas industrias se aprovechaban tímidamente energías naturales como el agua (ruedas hidráulicas) o el aire (navegación y molinos).

Entre 1800 y 1810 se crearon, en Europa y poco después en Estados Unidos, las primeras compañías comerciales de iluminación con gas que tuvieron un espectacular desarrollo durante todo el siglo XIX, siendo su momento álgido los años 1800-1885.

Los conocimientos sobre electricidad que durante todo el siglo XVIII era rudimentarios; habían sido impulsados por una carta fechada en 1780 en donde Alejandro Volta (1748-1827) exponía los fundamentos de pila voltaica capaz de suministrar una corriente continua, y solo unos cuantos científicos en laboratorio estudiaban su naturaleza y experimentaban sobre electrólisis, al tiempo que construían los primeros electroimanes y elementos arco-voltaicos, desconociéndose por entonces cualquier otro tipo de aplicación práctica.

En 1821 Miguel Faraday (1791-1867) presenta su célebre “Principio de inducción electromagnética”, y durante todo este siglo se profundiza en el conocimiento de los campos magnéticos, la inducción y la obtención de corriente eléctrica mediante los mismos.

En el periodo entre 1830 y 1870 se construyen los primeros generadores eléctricos de inducción (el primer aparato de este tipo se construyó en 1831) y al mismo tiempo se desarrolló una fuente de iluminación al hacer pasar corriente eléctrica a través de dos electrodos convenientemente separados (arco eléctrico).

En la noche del 19 de Octubre de 1879, tras incontables ensayos y experimentos, Thomas Alba Edison (1847-1931) en New Jersey consigue que una lámpara al vacío con filamento de algodón carbonizado resplandezca durante 44 horas. Este momento representa un cambio de era para la humanidad, pues a partir de aquí y con una velocidad vertiginosa comienza un desarrollo y una aplicación masiva de la energía eléctrica, que conducirá al cambio de usos y costumbres, influirá en el desarrollo técnico, económico e industrial de los diferentes países, mejorando el nivel y la calidad de vida de sus ciudadanos.

En la primera exposición sobre aplicaciones de la electricidad celebrada en París en 1881, Edison impresionó a todo el mundo presentando una completa instalación de

iluminación incandescente que fue inmediatamente aceptada por Europa y América, así en 1882, Edison instaló en New York el primer sistema de venta de energía eléctrica para el alumbrado incandescente, mediante una distribución de corriente continua a tres hilos a la tensión de 220/110 V con una potencia de 30 KW.

A partir de este momento proliferaron las compañías eléctricas que se denominaban de “iluminación” ya que era el único servicio que prestaban. La explotación de estas compañías era irregular dado que la carga se concentraba al anochecer, descendiendo al 50% a partir de la 11 de la noche y a prácticamente 0 desde el amanecer a la noche. Esta infrautilización de las instalaciones, aconsejó la promoción del motor eléctrico que se había desarrollado a la par que el generador de inducción. La introducción del motor fue un éxito, produciéndose un desarrollo espectacular, lo que determinó que las compañías pasasen a denominarse “compañías de luz y fuerza”.

El impresionante incremento de la carga, se tradujo en un importante aumento de la intensidad, y en una separación cada vez mayor entre los puntos de consumo y los generadores, lo que causó caídas de tensión inaceptables. Ello exigía aumentar la tensión de alimentación, pero la limitación técnica de los receptores y la seguridad de los usuarios lo impedían. Era necesario encontrar un elemento que permitiese cambiar a voluntad los niveles de tensión en diferentes puntos de la red de distribución.

En 1890, la Compañía Westinghouse que experimentaba con una nueva forma de electricidad denominada “corriente alterna”, la impone y desplaza a la corriente continua porque consigue fundamentalmente, desarrollar el transformador de potencia que permite fácilmente el cambio del nivel de tensión, y por otra parte permite simplificar y abaratar la construcción de generadores y motores.

El desarrollo continuo y creciente de la utilización de la electricidad, y el importante aumento del consumo ha hecho necesario la interrelación de diferentes empresas eléctricas.

cas con importantes y continuos trasvases de energía, apareciendo las extensas redes de transporte y distribución actuales, ello ha exigido una importante labor de unificación y normalización.

Para la historia energética de España, el 20 de Junio de 1852 constituye una fecha decisiva. Ese día el químico y farmacéutico catalán Francisco Domenech causó el asombro de los barceloneses al realizar un ensayo público de producción de electricidad utilizando un método de su invención e iluminando su establecimiento situado en las Ramblas barcelonesas.

El año siguiente, en 1853, se ensayan las primeras aplicaciones, instalándose en varios establecimientos del barrio barcelonés de San Gervasio telégrafos eléctricos para dar la alarma contra ladrones, aplicaciones que se repitieron poco después en las dependencias oficiales.

Un Real Decreto de 20 de Noviembre de 1858 incluye una nueva asignatura en el programa de estudios de la Escuela Superior de Ingenieros Industriales: “Aplicaciones de la electricidad”.

Sin embargo, debemos fijar 1875 como la fecha de la llegada de la electricidad a España, concretamente en Barcelona, ya que este año los señores Xifré y Dalmau montaron en el número 10 de la plaza de Canaletas, la que puede ser considerada la primera central termoeléctrica española, que daría lugar más tarde a la “Sociedad Española de Electricidad”. La producción fue destinada al alumbrado de varios establecimientos y talleres. Entre ellos los de la empresa “Maquinista Terrestre y Marítima”, que puede ser considerada como la primera entidad que suscribió un contrato de suministro eléctrico en España.

Esta revolucionaria novedad, rápidamente se extendió a Madrid, Bilbao, Valencia, Zaragoza, Valladolid, etc. Durante la década de 1880.

Sin embargo, durante el primer tercio del siglo XX España quedó retrasada en el sector respecto a las naciones europeas de su entorno. Así, la producción de energía en nuestro país se multiplicó por 14 entre 1900 y 1930, pasando de 200 millones a 2,800 millones de Kwh, mientras Francia multiplicaba la suya por 36 e Italia lo hacía por 30. En España se produjeron en 1,925, 1600 millones de Kwh, cifra similar a Holanda, Polonia y Checoslovaquia y muy inferior a la de Francia con 10,200 millones de Kwh.

El capital iniciador de las empresas eléctricas en España había sido mayoritariamente extranjero, así como los ingenieros y técnicos necesarios para la instalación y tendido de las redes. Esta tendencia va cambiando con la llegada del nuevo siglo.

El 22 de Octubre de 1887, se inaugura el alumbrado eléctrico en Valladolid por la que sería la sociedad eléctrica más importante de Castilla-León a finales del siglo XIX: la “Sociedad Electricista Castellana” (SEC), sociedad de exclusivo capital local con preponderancia de la burguesía harinera. En Abril de 1888 se transformó en sociedad anónima con un capital de 400,000 pts ampliado a 1, 000,000 en el mismo año.

La existente “Compañía Madrileña de Alumbrado y Calefacción por Gas” se opuso (sin éxito) al tendido de los cables eléctricos y en cualquier de los caos consiguió evitar que el Ayuntamiento contratase el alumbrado público hasta 1905, quedando el mercado restringido casi exclusivamente el alumbrado, y el consumo que se realizaba era típico de un bien de lujo solo accesible los grupos sociales más pudientes. A pesar de ello, la capacidad productora de la sociedad de tipo térmico siguió incrementándose, de forma que en 1895 la nueva fábrica de “Huerta del Rey” pasó a contar con 4 calderas de 300 CV cada una.

A finales de siglo la “Sociedad Electricista Castellana” inició las gestiones para pasar de ser productor exclusivamente térmico a convertirse en productor mixto, térmico e hidráulico, comprando una importante fábrica de harinas (antiguo molino desamorti-

zado) denominado “El Cabildo”.

En 1901 la SEC necesitaba inexcusablemente ampliar su producción para satisfacer la creciente demanda, entre la que fue particularmente importante la petición de la Compañía de los Ferrocarriles de Norte, para electrificar sus talleres de Valladolid.

En 1902 la SEC recibió oferta de suministro de energía por parte de dos sociedades creadas años antes con carácter eminentemente productivo, estas eran “El Porvenir de Zamora” para suministrar desde su salto de San Román de los Infantes (el salto más importante de Castilla León de 6,000 CV construido en 1902 con idea de alimentar el mercado vallisoletano) a 110 Km. de Valladolid e “Hidroeléctrica de Pesqueruela” situada en el Duero en el término municipal de Simancas. La Sociedad Electricista Castellana declinó la oferta de ambas empresas y decidió la ampliación de sus propios medios de producción de forma que en 1904 instaló una caldera de 800 CV en sus instalaciones de “Huerta del Rey” y 2 turbinas de 250 CV cada una, en “El Cabildo”. En estas condiciones pudo hacer frente a la contrata del alumbrado público de Valladolid en 1905.

Sin embargo, el declinar la oferta de suministro de energía de “El Porvenir de Zamora” fue un error fatal, ya que en 1906 se crea en Valladolid una nueva empresa “Electra Popular Vallisoletana” (EPV) para distribuir la energía del salto de San Román de “El Porvenir de Zamora”. Electra Popular Vallisoletana, nada más constituirse realizó una oferta de fusión con la SEC que no fue aceptada, iniciándose una lucha competitiva por la captación de nuevos clientes a base de ofrecer tarifas bajas. El final de la contienda se produjo el 24 de Noviembre de 1907 que en la Junta General de la Sociedad Electricista Castellana se decide por aclamación la fusión con Electra Popular Vallisoletana.

En 1905 en Valladolid actuaban dos grupos financieros, uno local con D. Santiago

Alba al frente y otro extrarregional liderado por D. Calixto Rodríguez bajo denominación de “Rodríguez y Alba”. Dicho grupo compra una antigua fábrica de pan en la esquina de las calles Veinte de Febrero con el Paseo de San Lorenzo para instalar una central térmica y con fecha 21 de mayo de 1905 firma un contrato de suministro con “El porvenir de Zamora”, siendo estas circunstancias el origen de una nueva sociedad Electra Popular Vallisoletana (EPV) que se constituye el 12 de Febrero de 1906 con un capital de 2, 500,000 pts. Dividido en 50,000 acciones de 50 pts. cada una. La parte sustancial del capital fue suscrita por los dos grupos financieros aludidos y una pequeña parte salió exitosamente a suscripción pública. El Consejo de administración estaba formado por representantes de ambos grupos financieros figurando por el grupo extrarregional D. Calixto Rodríguez (presidente), D. José Muro, D. Amós Salvador y D. Eleuterio Delgado; y por parte del grupo local D. Santiago Alba (consejero-delgado), D. Santos Vallejo, D. Julio Guillén y D. Francisco Zorrilla. La gestión técnica estaba confiada al ingeniero D. Isidro Rodríguez Zarracina, bajo cuya dirección se terminó en abril de 1907 la central térmica de reserva de “Veinte de Febrero” de 2,400 CV.

La actividad regular de EPV comenzó en 1908 con el mercado constituido por solo 5,731 abonados domiciliarios y 40 abonados industriales (motores). Los abonados domiciliarios constituían como ya se ha dicho un bien de lujo solo accesible a los grupos sociales más pudientes y su número quedó estancado hasta que en 1914 se introdujo una tarifa “popular” con destino a las capas media y baja de la sociedad. Los abonados industriales por el contrario aceptaron de inmediato el nuevo suministro de energía de manera que los 40 motores enganchados a la red a principios de 1908 con una potencia agregada de 175 CV se transformó en 93 motores con una potencia total de 700 CV a finales del mismo año. En 1910 la Compañía de Tranvías solicitó energía para electrificación de su red de transporte, pasándose a ser el segundo consumidor después de

la Compañía de los Ferrocarriles del Norte. La difusión del motor eléctrico debido a la economicidad de la fuerza motriz propició la sustitución de otras energías, de esta manera, en 1925 el parque de motores ascendía a 951 con una potencia de 6,045 CV.

También hubo expansión geográfica, ya que en el recorrido de la línea de alimentación entre “El Porvenir de Zamora” y Valladolid, se cruzaba la prometedora zona de Toro, a la cual la Electra Popular Vallisoletana comenzó, a partir de 1910, su suministro a través de una distribuidora filial, la “Electra Popular Torensana”.

En 1914 se adquirió mediante absorción la “Sociedad Eléctrica Palentina”, pequeña sociedad presidida por D. Jerónimo Arroyo cuyo mercado consistía fundamentalmente en la ciudad de Palencia y poseía una central térmica en la ciudad y dos saltos de agua arrendados en el Canal de Castilla, Viñalta y Soto Alburez.

Igualmente en 1918 se adquiere otro pequeño negocio en Medina de Rioseco, regentado por D. Emilio Vicente basado en el aprovechamiento de pequeños saltos sobre el Canal de Castilla.

A partir de 1918, cambia el sentido de la sociedad que pasa de ser una sociedad excedentaria de energía a ser deficitaria y necesitar en años sucesivos buscar la ampliación de su materia prima, bien mediante acuerdos con nuevas sociedades productoras, bien ampliando su propio sistema productor. En estas condiciones, acogió favorablemente la creación de una nueva empresa favorecida por D. Santiago Alba consejero de la sociedad y por entonces ministro del gobierno, denominada “Saltos del Duero”, en donde Electra Popular Vallisoletana, veía la solución a su sed de energías. El fin de la vida independiente de Electra Popular Vallisoletana, se fecha el 27 de Marzo de 1930 en que se llega a un acuerdo con “Saltos del Duero” dirigido y propiciado por D. Santiago Alba, en donde, aunque perdura la personalidad jurídica de Electra Popular Vallisoletana, de hecho se convertía en filial y futura distribuidora de “Saltos de Duero” que pasaba a

detentar la mayoría de capital y de los puestos del Consejo.

Hidroeléctrica Ibérica, nació en 1901 de la mano de un grupo de alaveses y vizcaínos con la presencia del Banco de Vizcaya, su capital social ascendía a 20, 000,000 de pts, esto nos da idea de la importancia de la incipiente sociedad si la comparamos con los datos aportados anteriormente respecto a EPV. Su objetivo era la consecución de concesiones para la explotación hidráulica de diferentes cuencas. Desde sus comienzos su actividad se va centrando en la mitad norte de España.

Salto del Duero fue fundada en 1918 con el nombre de Sociedad Hispano-Portuguesa de Transporte Eléctricos con el objetivo de aprovechar el potencial hidroeléctrico del río Duero y sus afluentes. Fue promovida por D. José Orbegozo, que fue su director general hasta 1939 y el capital (150, 000,000 de pts, un récord para la época) fue aportado por dos financieros vascos consejeros del Banco de Bilbao. A partir de 1933 fue presidente D. Julio Arteche.

El aumento de demanda de energía eléctrica entre los primeros años del siglo y los años 30, hace propicio la concentración de empresas eléctricas que afronten el desarrollo del sector, iniciándose por esta época los contactos entre Hidroeléctrica Ibérica y Salto de Duero que concluirían con la confluencia de ambas y el nacimiento de Iberduero S.A. en 1944.

En estos tiempos y con desarrollo similar aparecieron en España otras Compañías Eléctricas de características similares entre las cuales las más importantes fueron Hidroeléctrica Española, Sevillana de Electricidad, Unión Eléctrica, Fuerzas Eléctricas del Noroeste S.A. (FENOSA), Reunidas de Zaragoza, Fuerzas Eléctricas de Cataluña (FECSA), y una multitud de sociedades de menor importancia las cuales actuaban de forma autónoma e individual constituyendo el sistema eléctrico español.

A finales de la década de los 50, las principales compañías se agrupan para iniciar una

ordenación del sector y hacer frente a un importante incremento de la demanda derivado del resurgir económico e industrial resultante del Plan de Estabilización Económico de 1959. Nace de esta forma UNESA, sociedad constituida con capital de la mayoría de las empresas eléctricas más importantes, encargada de unificar, racionalizar y optimizar las decisiones de sus socios.

La nueva compañía pone al frente de la misma al último presidente de Saltos del Duero, D. Julio Arceche que permanece en el puesto hasta el año 60 y en sus comienzos sus objetivos son terminar las obras de los importantes saltos iniciados por las empresas matrices y reparar los daños sufridos durante la guerra civil.

A partir de 1957 comienza la integración eléctrica española con la europea, siendo Iberduero la pionera en este terreno, al realizar las primeras interconexiones del sistema español con la red francesa y portuguesa. Al mismo tiempo y mientras completaba el aprovechamiento integral de la cuenca del Duero, Iberduero apuesta por la diversificación en su sistema generador, dando lugar a que en la década de los 60 se construya las grandes centrales térmicas: Pasajes, Velilla, Santurce, etc. Dentro del mismo plan de diversificación se inicia la construcción de la central nuclear de Santa María de Garoña participada al 50% con Electra de Viesgo.

La década de los 70 y los principios de los 80, los dedica Iberduero a consolidación de su estructura y su posición dentro del sistema eléctrico español. Así la estructura que tenía la sociedad en 1970 era eminentemente productiva siendo la distribución en la mayor parte efectuada por compañías filiales tales como Electra Popular Vallisoletana, Electra de Salamanca, Electra de Burgos, Vitoriana de Electricidad, Fuerzas Eléctricas de Navarra, etc. En 1973 decide absorber casi todas sus filiales e integrarlas en la compañía matriz, en esta operación desaparecer Electra Popular Vallisoletana.

El final de la década de los 70 y la década de los 80 son años duros para el sector

debido a las sucesivas crisis económicas mundiales derivadas en parte por las crisis del petróleo, que obligó a los gobiernos a considerar una ordenación y racionalización de sus sistemas eléctricos. Así en 1983 un proceso de ordenación promovido por la administración, estableció la nacionalización de la red de transporte en alta tensión y el intercambio de activos entre las diferentes compañías eléctricas a fin de racionalizar y optimizar los recursos eléctricos. Como consecuencia de los intercambios, Iberduero adquirió de Unión Fenosa y de Endesa el 46.5 % de la central nuclear de Trillo y un 16.6 % de Almaraz, consolidando de esta forma su producción nuclear. También adquirió a Unión Fenosa los mercados de Avila y la zona sudoeste de Madrid, mientras vendía a Endesa su participación en Eléctricas Reunidas de Zaragoza.

En estas condiciones, Iberduero inicia la década de los 90 con un mercado que se extiende por 21 provincias, comprendiendo fundamentalmente las comunidades autónomas del País Vasco, Navarra, Rioja, Castilla-León, parte de Extremadura, así como la zona sudoeste de la Comunidad Madrileña. Tiene una cartera de clientes de 3, 300,000, que corresponde a 6, 906,000 habitantes, situados en un espacio geográfico de 106,028 Km., con un consumo de energía de 24,173 millones de Kwh. Y para gestionar este mercado dispone de una plantilla de 7,972 empleados.

Se inicia la década de los 90 en una España que se había integrado como miembro de pleno derecho en la Comunidad Económica Europea y entre los compromisos de integración se fijó el 1 de Enero de 1993 para la libre circulación entre los países miembros, de capitales y de trabajo, lo cual significaba que las empresas eléctricas españolas debían abandonar una situación privilegiada de monopolio y comenzar en esa fecha una libre competencia con el resto de las empresas europeas del sector. Ante esta situación, la Administración promueve una concentración de empresas y una nueva reordenación del sector. Como resultado, inmediato las dos empresas eléctricas más importantes del

país Hidroeléctrica Española e Iberduero se funden dando lugar al nacimiento de una nueva sociedad que se denominará Iberdrola S.A [6].

## 2.2. Fuentes Renovables

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica. La navegación a vela, los molinos de viento o de agua y las disposiciones constructivas de los edificios para aprovechar la del sol, son buenos ejemplos de ello.

Con el invento de la máquina de vapor por James Watt, se van abandonando estas formas de aprovechamiento, por considerarse inestables en el tiempo y caprichosas y se utilizan cada vez más los motores térmicos y eléctricos, en una época en que el todavía relativamente escaso consumo, no hacía prever un agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que más tarde se presentaron.

Hacia la década del 1970 las energías renovables se consideraron una alternativa a las energías tradicionales, tanto por su disponibilidad presente y futura garantizada (a diferencia de los combustibles fósiles que precisan miles de años para su formación) como por su menor impacto ambiental en el caso de las energías limpias, y por esta razón fueron llamadas energías alternativas. Actualmente muchas de estas energías son una realidad, no una alternativa, por lo que el nombre de alternativas ya no debería emplearse.

Las fuentes de energía renovables son aquellas a las que se puede recurrir de forma permanente porque son inagotables; por ejemplo el sol, el agua, o el viento. Además, las energías renovables se caracterizan por su impacto ambiental nulo en la emisión de gases de efecto invernadero.

Energía Solar: A lo largo de la historia el ser humano ha aprovechado la fuerza

del sol para su conveniencia y comodidad. Los griegos usaron el calor del sol para sus hogares y baños públicos construyendo grandes ventanales de cara al sur que atraían el calor, y muros y pisos para almacenarlo. Los europeos del siglo XVII usaron el calor solar para proteger las plantas tropicales importadas.

La era moderna de energía solar figura 2.1 comenzó a despegar con el embargo petrolero de 1973. La alarma pública por la dependencia de Estados Unidos en países extranjeras para cubrir sus necesidades energéticas condujo al aumento en la investigación y el desarrollo en el campo de la energía solar y otras fuentes alternativas de energía renovable.



Figura 2.1. Energía Solar Fotovoltaica

En el año 1887 Heinrich Hertz estudiaba la emisión de ondas electromagnéticas al saltar chispas entre dos electrodos, cuando noto que las cargas saltaban más fácilmente si los electrodos eran iluminados por luz ultravioleta. Luego se comprobó que la luz provocaba la emisión de electrones en los metales. A ese fenómeno se le denominó efecto fotoeléctrico externo.

En los semiconductores se descubrió el foto efecto interno, que provoca la aparición

de cargas en el material al ser iluminado, separando estas cargas se genera una diferencia de potencia eléctrico que puede usarse para hacer circular corriente eléctrica por un circuito, iluminando una estancia, o haciendo funcionar un equipo eléctrico, etc y se denomina Efecto Fotovoltaico.

Este fue observado por primera vez en 1896 por Becquerel y en los inicios de la década de los cincuenta los científicos de los Laboratorios Bell Telephone de Estados Unidos, los mismos que desarrollaron el primer transistor, construyeron la primera celda solar de silicio con una eficiencia aprovechable (6 %).

Desde 1975 se desarrollaron investigación de la energía solar fotovoltaica, los mismos han estado concentrados en el aumento de la eficiencia de conversión de la radiación solar en eléctrica, el aumento de la estabilidad de las celdas solares para varios tipos de tecnologías y la reducción de sus costos de fabricación y de los módulos solares fotovoltaicos. Prácticamente todas las opciones y tipos de celdas fotovoltaicas han sido investigados.

Las diferencias entre el estado de la industria en el momento del embargo petrolero y hoy son notables. En 1973, las ventas de fotovoltaica eran insignificantes, las plantas de vapor térmico solar no existían, los fabricante de sistemas solares para el calentamiento del agua eren muy pocos. En la actualidad la fotovoltaica y las industriales de vapor solar representaban, cada una, ventas de más de 200 millones de dólares, y Estados Unidos tiene más de 350 megawatts de plantas de grado utilitario de vapor solar a eléctrico.

Las tecnologías solares se acercan ahora, o incluso igualan, a otras fuentes de energía en términos de costo. La electricidad a vapor térmico solar se vende aproximadamente a \$.08 por kilowatt/hora, comparado con los elevados precios de la electricidad nacionales de aproximadamente \$.085 por kilowatt/hora. Del mismo modo, los valores de energía

fotovoltaica son ahora, claramente, la opción más barata para los pequeños sistemas de generación de electricidad. Compiten con los remotos sistemas de energía a diesel, y también con determinadas operaciones utilitarias específicas. Los sistemas solares de calentamiento de agua se apagan solos en un plazo de tres a seis años. En las últimas décadas la tecnología de energía solar ha pasado de la fase experimental y ha evolucionado hacia una industria establecida que ofrece el potencial para dar al mundo una energía barata, renovable y que no produce contaminantes.

**Energía Eólica:** En tiempos antiguos los chinos y los persas construyeron molinos de viento sencillos para aprovechar la energía eólica y ayudarse a moler sus granos. Con el transcurso de los años y conforme fueron mejorando los inventos y la tecnología, la energía eólica se usó en aplicaciones tan diversas como el bombeo de agua, el impulso a los barcos de vela y el drenado de agua de las áreas bajas del norte de Europa. Cualquiera que sea la aplicación, los molinos de viento han sido constantes, desde los primeros tiempos hasta nuestros días. Los molinos de viento de los siglos XIX, tanto de Estados Unidos como de Europa, producían solo energía mecánica: bombeaban agua y movían molinos.

No fue sino hasta finales de ese siglo que la experimentación con el uso de la energía eólica para generar electricidad comenzó. El desarrollo de la tecnología fue rápido y durante la primera mitad de este siglo las aeroturbinas se usaron ampliamente en las zonas rurales de Estados Unidos, el norte de Europa y el mundo en general para la producción de electricidad. Se calcula que entre 1850 y 1970 más de seis millones de pequeñas máquinas de viento (de menos de un kilowatt) con producción eléctrica y mecánica se instalaron tan sólo en Estados Unidos. De 1973 y 1986 el mercado de la eroturbina en EUA evolucionó desde uno que servía a clientes agrícolas y locales con pequeños aparatos, al mercado que se relaciona con los servicios públicos usando

maquinas más grandes y poderosas (de 50 A 600 kilowatts). Unas 4,000 turbinas pequeñas se instalaron entre 1975 y 1980, aunque no siempre fueron de la más alta calidad y confiabilidad.

La industria de la energía eólica figura 2.2 ha vencido muchos obstáculos –tecnológicos, políticos y sociales-para llegar al lugar donde se encuentra hoy. A principios de los 80 los malos diseños ya la producción apresurada (resultado de la prisa por obtener los créditos fiscales) dieron a la industria un mal nombre durante algún tiempo. Los diseños actuales, sin embargo, ya se han probado, acabando con cualquier duda respecto a la calidad de las turbinas de hoy en día.



Figura 2.2. Energía eólica.

El desarrollo reciente se ha concentrado en California. De acuerdo con Paul Gipe, analista de la energía eólica, un especial conjunto de circunstancias atrajo el interés y el apoyo financiero para la industria en aquel estado. Primero, la Ley Nacional de Energía, aprobada en 1978, abrió el camino para que los productores de energía independientes vendieran sus servicios energéticos (a través de PURPA, la Ley de Políticos Regulatorias de los Servicios Públicos, 1978) y también ofreció incentivos fiscales para estimular el

desarrollo. Contratos a largo plazo y de precios fijos ofrecidos por parte de las empresas de servicios públicos a principios de los 80 también ayudaron a impulsar el crecimiento de la industria. Estos contratos ayudaron a crear la situación financiera necesaria para ayudar a esta industria incipiente. Además de estos cambios nacionales, California en particular ofreció un clima favorecedor del desarrollo de la energía eólica. Los recursos (vientos fuertes) y la tierra de bajo costo eran accesibles. Aparte, el clima regulador de California era particularmente favorable y los créditos fiscales estatales se ofrecieron para complementar los créditos federales. Finalmente, un buen número de individuos acaudalados y una atmósfera financiera abierta a la inversión en nuevas ideas fueron otros factores importantes.

Esta es la tecnología energética renovable que más se ha expandido en los últimos años, compitiendo con tecnologías convencionales no renovables como las que usan combustibles fósiles y la nuclear. En el 2008 las turbinas eólicas generaron unos 260 TWh, un 1,5 por ciento de la energía eléctrica producida en el planeta. Según la Asociación Mundial de Energía Eólica, la potencia eólica instalada globalmente supera los 121 GW. Setenta y seis países la emplean para generar electricidad.

Estados Unidos de América ocupa el primer lugar en el ranking eólico. Su potencia de este tipo instalada cubre la demanda de 4,5 millones de hogares y se incrementó 49 por ciento respecto a 2007, acumulando hoy unos 25 GW. Le sigue de cerca Alemania, con 24 GW, y después España y China. La Asociación Americana de Energía Eólica asegura que aprovechando la energía eólica ese país evitó la emisión de 36 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2008.

De los 20 parques eólicos más grandes del mundo, la mitad está en Estados Unidos. El mayor está en Texas y tiene una potencia de 736 MW. El más hondo de los parques eólicos costa afuera que operan hoy en el mundo está a 23 kilómetros de la costa de

Holanda. Los cimientos de sus turbinas están a profundidades de entre 19 y 24 metros.

Los expertos consideran que para 2010, en el mundo habrá una potencia eólica instalada de 170 GW. Países como Holanda, Reino Unido, Dinamarca y Alemania miran hacia el mar al planificar sus futuros parques eólicos.

No existe una tecnología energética absolutamente limpia, ni siquiera entre las renovables. Todas tienen impacto ambiental. Sin embargo, la eólica califica entre las más limpias, pues no se emiten Gases de Efecto Invernadero (GEI), no se generan residuos tóxicos, ni se necesita agua para enfriamiento, como en las centrales térmicas.

Para 2020 el empleo de la energía eólica para generar Electricidad evitará la emisión de unos 10 000 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año. A nivel mundial, China e India abarcan el 90 por ciento de los proyectos de aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio, uno de los métodos concebidos dentro del Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones de GEI. Ambos países prevén instalar por esa vía una potencia eólica de unos 17 GW.

**Fuerza Hidroeléctrica:** La fuerza hidroeléctrica es considerada por muchos como una forma de energía solar, porque el sol realmente absorbe el agua de la Tierra mediante la evaporación. El agua regresa después a la Tierra cuando llueve, llenando los ríos y corrientes que, finalmente, fluyen hacia los océanos. Es esta agua que fluyen en los ríos y las corrientes la que utilizada para la generación convencional de fuerza hidroeléctrica.

La idea detrás de la fuerza hidroeléctrica figura 2.3 es bastante directa: aprovecha la energía cinética del agua que cae, la cual se almacena en un dique o fluye naturalmente a lo largo de un río, pasa a través de una turbina, la cual enciende un generador y produce electricidad. El agua que cae puede desde luego producir también energía mecánica, como en el caso de los molinos de agua que se usaban (y se sigue haciendo) para moler los granos.



Figura 2.3. Central hidroeléctrica.

La hidroelectricidad es la forma más antiguas de generación eléctrica aún utilizada. Generalmente se la considera la más confiable también, aunque en las sequías pueden afectar notablemente su suministro. La sequía del verano de 1988, por ejemplo, provocó una reducción en un 25%. En Estados Unidos, la fuerza hidroeléctrica convencional representaba la participación más grande de la capacidad eléctrica (71,533 megawatts) proporcionada por fuentes renovables de energía en 1991. Esta fuerza regularmente suministrada de 10% a 14% de la energía eléctrica anual del país. A escala global, las fuentes de fuerza hidroeléctrica proporcionan más de la cuarta parte de la electricidad mundial.

Aunque la energía que proviene del agua que cae se ha usado durante siglos para energía mecánica, los sistemas hidroeléctricos no aparecieron en Estados Unidos sino hasta mediados de 1800, y eran relativamente pequeños. La primera planta importante se hizo en las Cataratas del Niágara en 1878. Durante la década de 1930, la fuerza hidroeléctrica suministraba el 40% de la energía eléctrica en este país. (En esa época la construcción de grandes diques mayores se llevaba a cabo en otros países, como

Rusia e India). Con el transcurso de los años, otras fuentes de energía se han hecho más importantes y el porcentaje de energía eléctrica proporcionado por las fuentes hidroeléctricas proporcionado por las fuentes hidroeléctricas se ha reducido lentamente. En 1965, esta cantidad había disminuido a casi el 20% y esta tendencia a la baja ha continuado hasta el presente.

Durante la década de los 70, los sistemas hidroeléctricos mundiales comúnmente eran diques de gran escala que se usaban para suministros en la red nacional. Esta tendencia ha cambiado durante los últimos años, y hoy en día los nuevos proyectos hidroeléctricos son sistemas tradicionalmente más pequeños. Algunos de las razones para este cambio son el número siempre decreciente de lugares adecuados para grandes presas así como los intereses ambientales y económicos [2].

**Energía Geotérmica:** La evidencia visual del calor de Tierra la proporción fenómenos naturales como los volcanes figura 2.4, géiseres figura 2.5, fumarolas, manantiales de agua caliente y las pozas de lodo hirviente figura 2.6. Estas manifestaciones se encuentran en varias partes del mundo y con frecuencia se les asocia con los terremotos.

**Balneología:** Si bien los antiguos que habitaban en las regiones termales del mundo tenían temor a las manifestaciones más violentas del calor terrestre, como los volcanes y, por lo tanto, tendían a evitarlas (después de la destrucción de Pompeya y Herculino), no tardaron mucho para explotar los fenómenos termales más benignos, en su beneficio, como los manantiales de agua caliente, que los han utilizado los etruscos durante siglos para el aseo, así como romanos, griegos, turcos, mexicanos, japoneses, maoríes y sin duda otros pueblos. Las aguas procedentes de estos manantiales tienen sabor y olor más bien desagradables, que recuerdan el olor de huevos podridos o algo peor; y como existe una tendencia humana curiosamente perversa a creer que lo que es desagradable debe ser bueno para uno, surgió la creencia de que, ¡beber el agua del aseo personal era



Figura 2.4. El volcán Chaparrastique.

recomendable y benéfico para la salud!, sin embargo, que algunas aguas termales son fuertes laxantes. Así nació la industria de la balneología, la aplicación más antigua del



Figura 2.5. Gpéiser castle.

calor de la tierra. Floreció en los días del Imperio Romano, en los que las termas se convirtieron en una institución, no sólo como centros de intercambio social, en cierta forma semejante a las casas del café del siglo XVII en Londres.

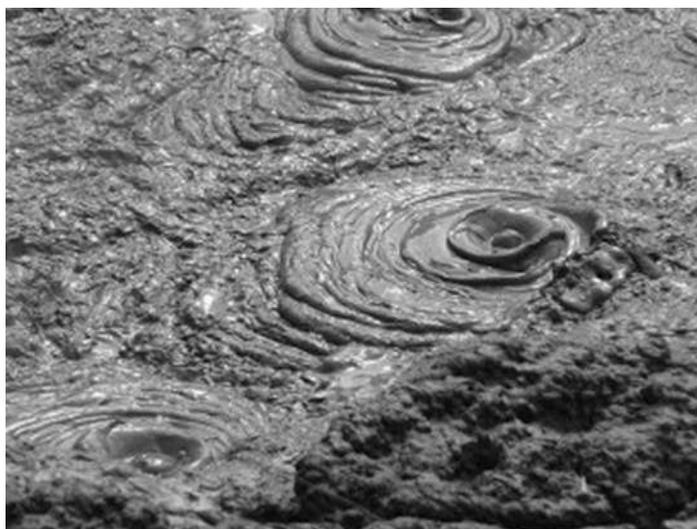


Figura 2.6. Pozas de lodo hirviente, Rotorua, Nueva Zelanda.

En los primeros tiempos los sitios geotérmicos se usaban principalmente para baños calientes minerales, tratamientos y otros fines médicos. Desde entonces, hemos desarrollado otros usos de energía geotérmica: por ejemplo, en la década de 1890, la ciudad de Boise, Idaho comenzó a usar la energía geotérmica para calentar los hogares. En 1904, los italianos fueron los primeros en usar el vapor geotérmico para generar la electricidad, con un sistema de 5 kilowatts, en un pueblo llamado Larderello, donde la electricidad geotérmica se sigue utilizando hoy en día. Larderello también se había estado usando dicho vapor para calentamiento industrial y energía mecánica antes de comenzar a generar electricidad.

Estados Unidos siguió el ejemplo de Italia en el desarrollo de electricidad geotérmica, creando el campo geotérmico Los Géiseres en California en 1916. Nueva Zelanda fue el siguiente país en desarrollar su energía geotérmica potencial, y así estos tres países dominaron el desarrollo de la energía geotérmica hasta principios de la década de los sesenta.

La tasa anual de crecimiento de la producción de energía eléctrica geotérmica fue

de aproximadamente el 8% hasta de 1978, cuando incrementó su punto máximo a aproximadamente 16%. En la actualidad esa tasa ha bajado a entre un 8% y 10% anual [3].

**Energía Biomasa:** Los seres humanos han dependido en gran medida de la energía biomasa figura 2.7. Antes de que el uso del carbón y de otras fuentes se extendiera, la biomasa (principalmente en la forma de leña) era la fuente de energía más importante en Estados Unidos. Y lo mismo puede decirse para otros países: Canadá, por ejemplo, en la época de su confederación en 1867, la biomasa era casi la fuente exclusiva de energía, con sólo 10% del abastecimiento de energía de ese país proveniente de otras fuentes tales como el carbón y la fuerza hidroeléctrica.



Figura 2.7. La energía biomasa.

Durante el siglo XX, primero el carbón y después el petróleo, se hicieron más importantes y el interés por la biomasa se redujo, alcanzando su punto más bajo en 1960. Desde esa fecha, la tendencia ha comenzado a invertirse y la biomasa nuevamente está ganando popularidad como fuente de energía. La industria de productos forestales a nivel mundial ahora suministra un gran porcentaje de sus propias necesidades energéti-

cas (entre 65% y 100%, dependiendo del país), mediante el uso de trozos de madera como combustible. Del mismo modo, la calefacción de las casas-habitación con leña ha vuelto a ganar popularidad, e incluso los servicios públicos han comenzado a ofrecer parte de su energía a través de plantas en donde se quema madera.

## **FUENTES SIMPLES DE BIOMASA**

### **MADERA Y DESECHOS DE MADERA**

Árboles (eucalipto, tulipanero, pino, acacia, sauce, plátano, aliso rojo, olmo, maple)

Arbustos (chaparral. Mezquita)

Residuos forestales (residuos de tala, desmonte, remoción)

Residuos de molienda (corteza, aserrín, residuos gruesos)

### **OTROS DESECHOS**

DSM (papel, alimento y basura de patios, plásticos, madera, llantas)

Desechos de ganado (estiércol)

Desechos procesados (industrial procesamiento de alimentos)

Aguas residuales (ciento)

### **RESIDUOS AGRÍCOLAS Y COSECHAS**

Residuos de cosechas (picos de caña, paja, cáscara, mondadura de cítricos)

Motas de algodón

Bagazo (pulpa de caña de azúcar)

Melaza

Fécula (maíz, avena, sorgo, cebada)

Azúcar (caña, remolacha, sorgo)

Forraje (alfalfa, hierbas, cañuela, trébol)

Semillas oleaginosas (soya, girasol, cártamo)

### **PLANTAS DE AGUA DULCE Y SALADA**

Algas (alga marina, microalgas, espirulina)

Semilla de agua

Hierbas acuáticas

Jacinto de agua

Carrizos y juncos

#### COSECHAS NO CONVENCIONALES

Plantas de tierra árida (guayule, cola de conejo, vara de San José, creosota, sasafrás, fustete, algodoncillo)

Plantas salinas (caramillo, hierbas de carrizo, cardo ruso)

Al igual que con la energía renovable en general, parte del interés creado en la biomasa puede rastrearse hasta el embargo petrolero de los años setenta. Durante la misma década, Estados Unidos aprobó la Ley de Agua Limpia (Clean Water Act, 1972) y la Ley de Aire Limpio (Clean Air, 1970), las cuales obligaron a la industria a buscar fuentes de energía que produjeran menos contaminantes [2].

Energía mareomotriz: La Energía mareomotriz figura 2.8 es la que resulta de aprovechar las mareas, interponiendo partes móviles al movimiento natural de ascenso o descenso de las aguas. Consiste en embalsar agua del mar en ensenadas naturales, haciéndola pasar a través de turbinas hidráulicas.

La primera tentativa sería para el aprovechamiento de la energía de las mareas se realiza actualmente en Francia, precisamente en el estuario de Rance, en las costas de Gran Bretaña solo abarca 2.000 ha. pero reúne magníficas condiciones para el fin que se busca; el nivel entre las mareas alta y baja alcanza un máximo de 13,5 metros, una de las mayores del mundo. El volumen de agua que entrará en la instalación por segundo se calcula que en 20.000 m<sup>3</sup>, cantidad muy superior a la que arroja al mar por segundo el Rin. Su costo será de miles de millones de francos; pero se calcula que



Figura 2.8. Generador a base de corrientes marítimas.

rendirá anualmente más de 800 millones de kv/h. Un poderoso dique artificial que cierra la entrada del estuario; una esclusa mantiene la comunicación de éste con el mar y asegura la navegación en su interior.

Proyecto Kislogubskaya, de Rusia. Esta central experimental, ubicada en el Mar de Barentz, con una capacidad de 400 KW, fue la segunda de esta clase en el mundo. Se empleó un método empleado en Rance: cada módulo de la casa de máquinas, incluidos los turbogeneradores, se fabricaron en tierra y se llevaron flotando hasta el lugar elegido y se hundieron en el lecho previamente elegido y preparado. Se puso en marcha en 1968 y envió electricidad a la red nacional.

El fenómeno de las mareas, es decir, la fluctuación periódica del nivel de los océanos, se debe principalmente a la atracción gravitatoria de la Luna, en menor medida del Sol y al movimiento de rotación de la Tierra. Otros factores son la forma y fisionomía del relieve de las costas y del fondo, los fenómenos meteorológicos.

El sistema consiste en aprisionar el agua en el momento de la alta marea y liberarla, obligándola a pasar por las turbinas durante la bajamar. Cuando la marea sube, el nivel

del mar es superior al del agua del interior de la ría. Abriendo las compuertas, el agua pasa de un lado a otro del dique, y sus movimientos hacen que también se muevan las turbinas de unos generadores de corrientes situados junto a los conductos por los que circula el agua. Cuando por el contrario, la marea baja, el nivel de la mar es inferior al de la ría, porque el movimiento del agua es en sentido contrario que el anterior, pero también se aprovecha para producir electricidad.

La energía gravitatoria terrestre y lunar, la energía solar y la energía eólica dan lugar, respectivamente, a tres manifestaciones de la energía del mar: mareas, gradientes térmicos y olas. De ella se podrá extraer energía mediante los dispositivos adecuados.

La leve diferencia de temperaturas llega entre la superficie y las profundidades del mar (gradiente término), constituye una fuente de energía llamada mareomotérmica.

La energía de las olas es producida por los vientos y resulta muy irregular. Ello ha llevado a la construcción de múltiples tipos de máquinas para hacer posible su aprovechamiento.

## **2.3. Fuentes No Renovables**

Las energías no renovables son aquellas cuyas reservas son limitadas y, por tanto, disminuyen a medida que las consumimos. Son de origen fósil el carbón, el petróleo y el gas natural y de origen mineral el uranio, utilizado para producir energía eléctrica. A medida que las reservas son menores, es más difícil su extracción y aumenta su coste. Las fuentes de energía no renovable proporcionan más del 93% del consumo energético en España. A su vez, pueden ser de origen fósil, formadas por la transformación de restos orgánicos acumulados en la naturaleza desde hace millones de años, o de origen mineral.

## Capítulo 3

---

# MODELADO DE TURBINAS DE VAPOR

---

### 3.1. Introducción

En este capítulo se describen, primeramente los datos generales más importantes que definen el tipo y capacidad del generador de vapor como equipo principal a modelar. La central Termoeléctrica Tula Francisco Pérez Ríos, la cuál inició su operación el 29 de junio de 1976, CFE (1991). El proceso considerado incluye el equipo y proceso de sistemas de acuerdo con la referencia CFE (1991): suministro de combustible, generador de vapor, turbinas de vapor (de alta, media y baja presión), condensador principal, sistema de condensados, y el sistema de agua de alimentación.

Adicionalmente, se incluye los sistemas de control principales de la planta, estos son: control de combustión, control de agua de alimentación, y control de nivel del deareador.

La válvula de estrangulamiento se ha dejado en lazo abierto con el propósito de introducir perturbaciones de la presión del vapor y de esa manera probar la respuesta del sistema en su conjunto.

El generador de vapor considerando tiene las siguientes características principales

en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Características del generador de vapor

CARACTERISTICA	U1 - U2
Capacidad instalada	300 MW
Posición de quemadores	Tangenciales
Control de temperatura del vapor	Por inclinación de quemadores y atemperación
Combustible	Gas natural en arranque y combustóleo en generación
Diseño	Radiante de circulación forzada y hogar presurizado
Flujo de vapor	977,000 Kg/h
Presión de diseño	197 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura del vapor sobrecalentado y recalentado	540.55 °C

## 3.2. Termoeléctrica de Tula Hidalgo

La central termoeléctrica convencional Francisco Pérez Ríos de la CFE, ubicada en la cercanía de la ciudad de Tula Hidalgo. En este tipo de unidades termoeléctricas constan de tres elementos o componentes principales los cuales son:

1. El generador de vapor.
2. La turbina de vapor.
3. El generador eléctrico.

El generador de vapor constituye el primer de los tres elementos principales del ciclo de vapor de una central termoeléctrica, en él se realizan la transformación de la energía química contenida en los combustibles utilizados; primero en calor, mediante la combustión y luego en energía de flujo, contenida en el vapor generado.

Dentro de sus características principales de diseño se tiene la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Características de diseño del generador de vapor

CARACTERISTICA	U1 - U2	U3 - U4	U5
Fabricante	Combustión Engineering	Babcock & Wilcox	Mitsubishi
Diseño	Radiante de circulación forzada y hogar presurizado	Radiante de circulación forzada y hogar presurizado	Radiante de circulación forzada y hogar presurizado
Flujo de vapor	977 000 kg/hr	948 420 kg/hr	1 026 000 kg/hr
Presión de diseño	197 kg/hr	196.84 kg/hr	204 kg/hr
Presión máxima de vapor sobrecalentado	175.04 kg/cm <sup>2</sup>	175.04 kg/cm <sup>2</sup>	175.9 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de vapor sobrecalentado y recalentado	540.55 °C	540.55 °C	540.6 °C
Combustibles usados	Aceite pesado y gas natural	Aceite pesado y gas natural	Aceite pesado y gas natural
Eficiencia a máxima carga	87.93 %	83.45 %	85.99 %
Consumo térmico unitario a máxima carga	1997.7 kcal/kwh	1931.8 kcal/kwh	1939.0 kcal/kwh

El segundo elemento lo conforma la turbina de vapor, es la encargada de llevar a cabo la segunda etapa de transformación de energía del ciclo termodinámico para la producción de energía eléctrica. En ella las etapas de impulso y reacción del rotor, la energía cinética y el trabajo del flujo de vapor, se convierten en trabajo mecánico sobre la flecha.

Las características principales de diseño de la turbina de vapor se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Características de diseño de la turbina de vapor

CARACTERISTICA	U1 - U2	U3 - U4	U5
Fabricante	Combustión Engineering	Babcock & Wilcox	Mitsubishi
Tipo	Acción reacción de dos cilindros y doble flujo de escape	Acción reacción de dos cilindros y doble flujo de escape	Acción reacción de dos cilindros y doble flujo de escape
Capacidad nominal	300 000 kw	300 000 kw	300 000 kw
Velocidad	3 600 rpm	3 600 rpm	3 600 rpm
Presión de vapor a la entrada	169 kg/cm <sup>2</sup>	169 kg/cm <sup>2</sup>	169 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de vapor sobrecalentado y recalentado a la entrada	537.77 °C	537.77 °C	537.77 °C
Numero de extracciones	7	7	7
Numero de etapas de alta presión	1 de impulso + 9 de reacción	1 de impulso + 10 de reacción	1 de impulso + 10 de reacción
Numero de etapas de presión intermedia	4x2 de reacción	4x2 de reacción	4x2 de reacción
Numero de etapas de baja presión	6x2 de reacción	6x2 de reacción	6x2 de reacción
Vacío de escape	57. 15 mm H <sub>2</sub> O	57. 15 mm H <sub>2</sub> O	57. 15 mm H <sub>2</sub> O

El generador eléctrico es el tercero de los tres elementos principales de las unidades generadoras. En él por efecto del movimiento relativo entre el campo magnético giratorio del rotor y las bobinas conductoras del estator, se lleva a cabo la transformación de la energía mecánica que se recibe de la fecha de las turbinas, en energía eléctrica en las terminales de las bobinas, capaz de efectuar un trabajo si se conocen al circuito adecuado, sus características principales de diseño se muestra en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Características de diseño del generador eléctrico

CARACTERISTICA	U1 – U2	U3 – U4	U5
Fabricante	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi
Potencia	346 000 kva	346 000 kva	346 000 kva
Tensión	20 000 V	20 000 V	20 000 V
Corriente	9 988 A	9 988 A	9 988 A
Factor de potencia	0.9	0.9	0.9
Fases	3	3	3
Frecuencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Velocidad	3600 rpm	3600 rpm	3600 rpm
Polos	2	2	2
Presión de hidrógeno	3.0 kg/cm <sup>2</sup>	3.0 kg/cm <sup>2</sup>	3.16 kg/cm <sup>2</sup>
Conexión del estator	Y	Y	Y
Clases de aislamiento	B	B	B
Tensión de excitación	375 V	375 V	375 V
Corriente de campo	2940 A	2905 A	2908 A
Régimen	continuo	continuo	continuo

La turbina de vapor es el elemento motriz que transmite el momento de giro al generador eléctrico, por medio de la energía que proporciona el generador de vapor. Además, cabe señalar, que la turbina de vapor es un equipo que está sometido a condiciones severas de operación, esto ocasiona que especialmente en las turbinas para estas unidades turbogeneradoras se tenga gran cuidado en ajustar los rangos permitidos en las variables de operación; de no ser así, se pueden provocar daños a la turbina de vapor y al generador eléctrico, los cuales pueden ser de magnitudes catastróficas causando la destrucción parcial del turbogruppo, provocando poner fuera de servicio la unidad para

su reparación, el tiempo de duración puede ser de 45 a 60 días o más de ser necesario, dependiendo de la magnitud de la falla.

La central termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, de Tula, Hidalgo, pertenece a la Comisión Federal de Electricidad y forma parte de la gerencia de Generación Termoeléctrica Central. La central se encuentra localizada a 83 Km. al norte de la ciudad de México y a 8 Km. de la ciudad de Tula de Allende Hidalgo, a una altura de 2100 metros sobre el nivel del mar.

Esta central Termoeléctrica cuenta con cinco unidades generadoras de 300 Mw, lo que hace un total de 1 500 Mw. de capacidad instalada. Su modo de operación es el llamado de carga base, significa que la mayor parte del tiempo que una unidad se encuentra en línea estará a máxima carga, solamente en la época de mayor afluencia de agua a las centrales hidroeléctricas o durante días de muy baja demanda, como son semana santa y fin de año, la generación llega a ser menor a la máxima, cuando menos durante la noche; sin embargo, cada una de las unidades opera con sus controles de vapor en automático y regulando carga con el gobernador de la turbina, el cuál responde dentro de sus características de estatismo a las variaciones de frecuencia del sistema, además las unidades también cuentan con sistema de control de generación remota, los cuales permiten modificar la generación desde el Área de Control Central, por medio del sistema informático de control en tiempo real SICTRE, este sistema tiene información de flujos de carga de la red eléctrica y puede a partir de ello, ajustar continuamente la potencia de salida de las unidades.

El tamaño y localización de la central ya mencionada, son de suma importancia para el sistema interconectado nacional, ya que, son una fuente principal de energía y regulación tanto de potencia como de tensión y de frecuencia. Su localización en el sistema interconectado nacional es en la red de alimentación de la ciudad de México

que es el anillo doble de líneas de 400 kv.

Una unidad termoeléctrica consta de tres elementos principales, (generador de vapor, turbina de vapor y generador eléctrico). El conjunto general de la turbina de vapor se conforma de varios elementos los cuales son:

1. Turbina de alta presión y paso curtís
2. Turbina de presión intermedia No. 1
3. Turbina de presión intermedia No. 2
4. Turbina de baja presión

Esta turbina, hablando del conjunto en general, es del tipo del doble escape, de condensación y recalentamiento, diseñada para dar un rendimiento elevado y máxima confiabilidad, también llamada “tandemcompound”. Tandem significa que las turbinas están en un mismo eje, que son colineales y que tienen acoplado un generador común. Compound significa que está compuesta de dos o más carcazas.

Las características generales son: tipo de acción y reacción de dos cilindros y doble flujo de escape, están diseñadas para una capacidad nominal de 300 000 Kw. Con una velocidad de 3 600 r.p.m. a una presión y temperatura de vapor de entrada respectivamente de 169 kg/ cm<sup>2</sup> y 537 °C. El conjunto en general cuenta con 7 extracciones de vapor, su vacío de escape es de 57.15 mmH<sub>2</sub>O y 63.5 mmH<sub>2</sub>O respectivamente para la unidad No. 5.

La turbina de alta presión, paso curtís y las turbinas de presión intermedia 1 y 2 están localizadas en una misma carcaza, están son del tipo de acción-reacción. El vapor entra la turbina de alta presión a través de dos válvulas de estrangulamiento montadas conjuntamente en sus respectivas cajas de vapor, que se encuentran a cada lado de la turbina. Las cajas de vapor descargan a la turbina de alta presión por medio de 8 toberas y a través de 8 valvulas de gobierno, que se encuentran montadas en las cajas

de vapor, es decir, 4 válvulas en cada caja de vapor, figura 3.1.

El vapor que ya pasó a través de la turbina de alta presión, es conducido al recalentador del generador de vapor (como vapor recalentado frío) y su retorno de este (con la temperatura adecuada) como vapor recalentado caliente, pasa por dos válvulas de paro de recalentado y dos válvulas interceptoras, siendo descargando a las turbinas de presión intermedia 1 y 2 [9].

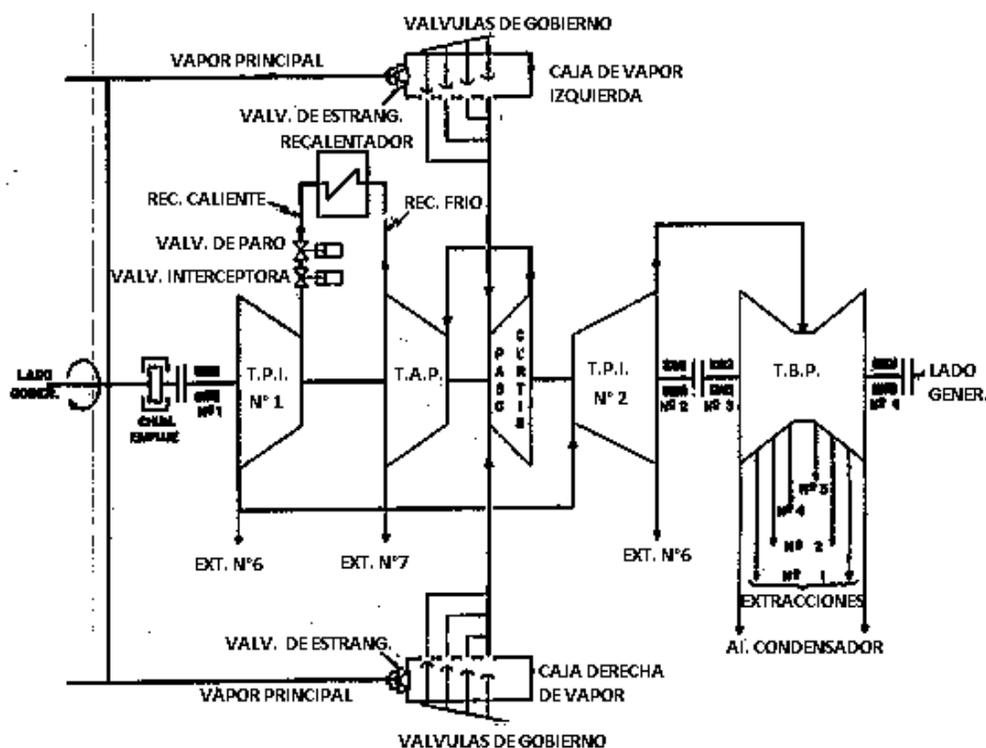


Figura 3.1. Diagrama simplificado de turbina

A continuación se van a explicar las partes de una turbina de vapor, ver la figura 3.2.

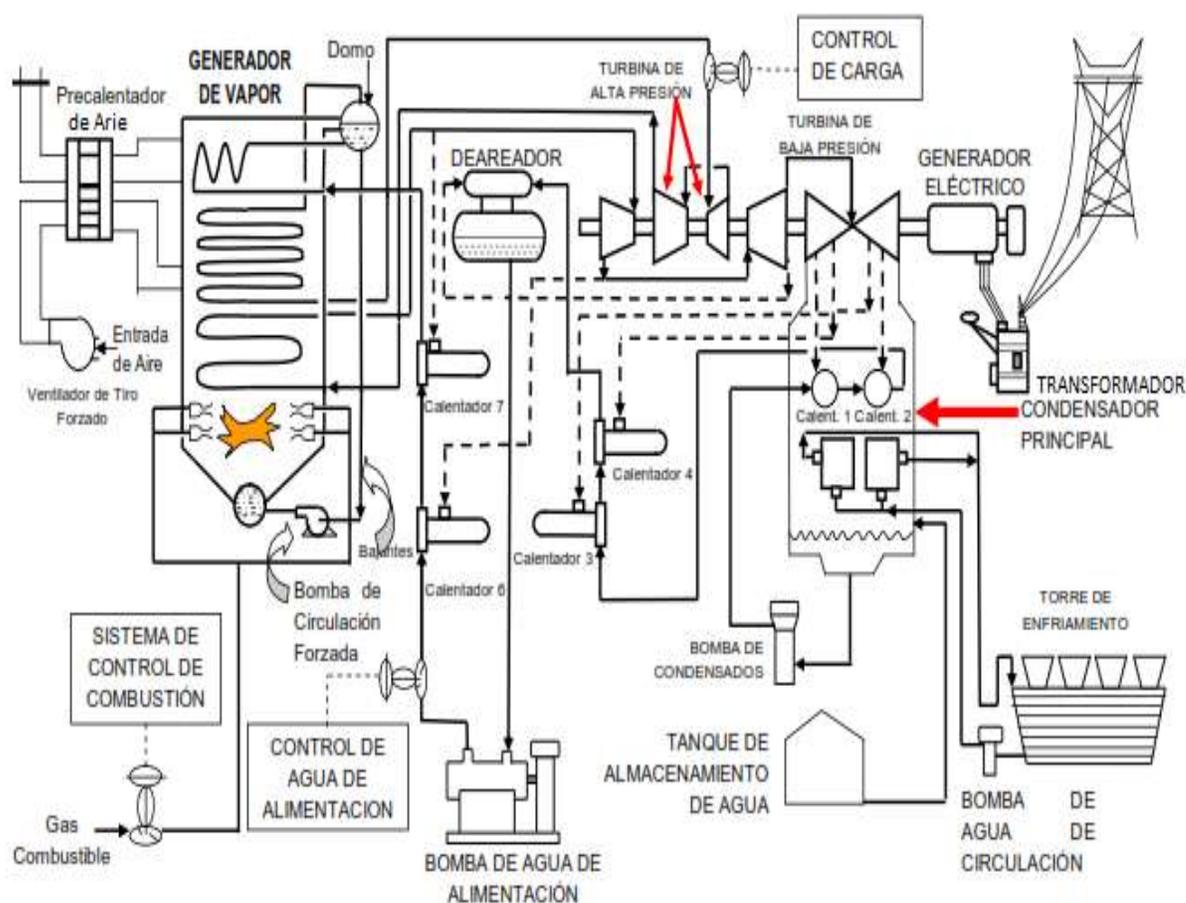


Figura 3.2. Proceso de Generación de Energía Eléctrica

a) Paredes de Agua-Domo: El generador de vapor tiene como función principal, a partir del quemado del combustible, producir el vapor de agua con las características que se requiere para cada etapa una de las turbinas (de intermedia y alta presión). El generador de vapor, también llamado caldera, recibe agua precalentada, prácticamente su punto de ebullición, del sistema de agua de alimentación, introduciéndose en el domo después de pasar por el economizador, ver la figura 3.2.

En el domo a su vez, el agua es succionada por dos bombas de circulación forzada, cada una diseñada con capacidad del 60% de la capacidad total de generación, y que introduce el agua al domo inferior el cual tiene la función de distribuir el agua en los

tubos que forma las paredes de agua. La bomba de recirculación opera a velocidad constante y proporciona un flujo de agua fijo a las paredes de agua. Las bombas de circulación forzada cumplen con el objetivo de aumentar la eficiencia de la transferencia de calor al garantizar alta velocidad de la mezcla agua-vapor en los tubos de las paredes de agua.

Parte de la energía calorífica generada por la combustión del combustible es transferida al agua por las paredes de tubos, mejor conocidas como paredes de agua, y la mezcla agua-vapor producida se lleva al domo para su separación, lo cual se puede apreciar en la figura antes mencionada.

La energía térmica de la combustión es transferida a las paredes de agua en forma de energía radiante de la flama y de los gases de combustión. Las paredes de los tubos, de las paredes de agua, transfieren la energía térmica, recibida por la radiación a la mezcla agua vapor que circula por el interior de dichos tubos. Conforme asciende la mezcla agua-vapor y recibe más calor la calidad del vapor va en aumento y al mismo tiempo la relación volumétrica del vapor en la mezcla también crece, hasta que sale de esta zona de paredes de agua. La mezcla agua-vapor se dirige al domo donde se separa el vapor del agua. El vapor generado en estas condiciones es vapor saturado.

El domo es un recipiente cilíndrico horizontal con tapas toriesféricas; su función, además de separar el agua y vapor de la mezcla proveniente de los subientes, es proporcionar una carga de agua almacenada para suministrarla a los subientes y evitar que el domo se evacue completamente poniendo en riesgo de ruptura a los tubos de las paredes de agua por alto calentamiento. Igual el domo proporciona vapor saturado a los sobrecalentadores.

b) Sobrecalentadores y Recalentador: El vapor saturado almacenado en el domo es conducido al sobrecalentador de baja temperatura (ver figura 3.3) para su primera

etapa de sobrecalentamiento. La energía térmica recibida por este sobrecalentador la obtiene de los gases de combustión que salen del sobrecalentador de alta temperatura en la trayectoria de gases a través del tren de sobrecalentadores.

El vapor que sale del cabezal de salida del sobrecalentador de baja es atemperado mediante el rociado de agua en el seno del vapor utilizando una válvula especial para el caso, de esta manera se controla su temperatura antes de que sea introducido al sobrecalentador de temperatura intermedia.

El sobrecalentador de temperatura intermedia recibe energía radiante de la flama del combustible en el hogar de la caldera, por lo cual la variación de la inclinación de los quemadores ofrece una segunda opción de controlar la temperatura del vapor sobrecalentador de alta temperatura.

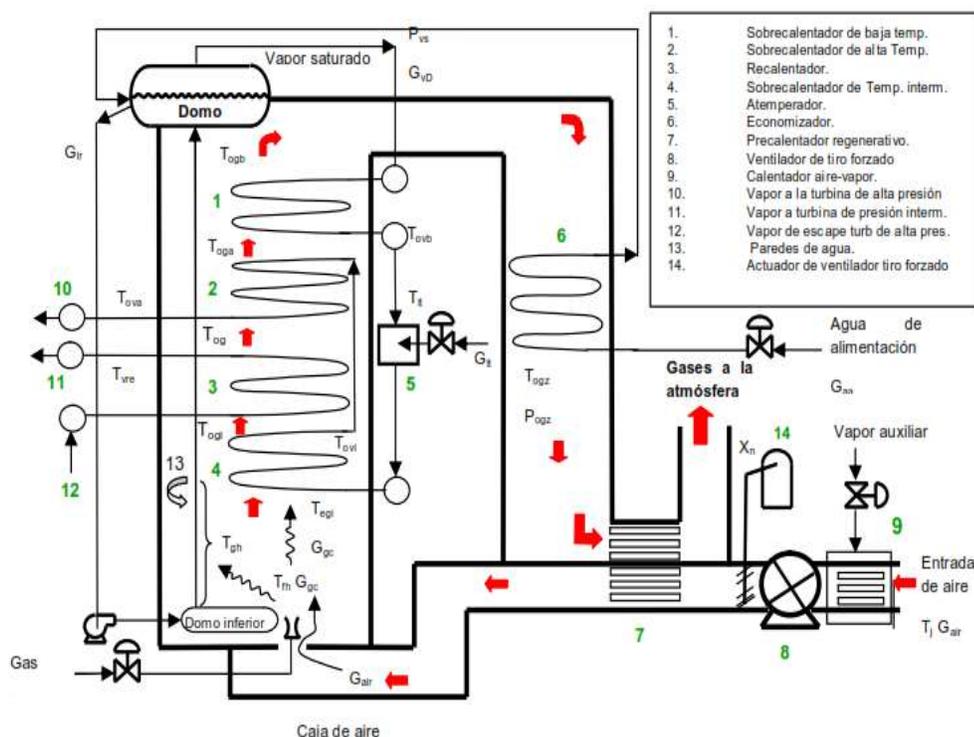


Figura 3.3. Generador de vapor.

La función del sobrecalentador de temperatura intermedia en cierta forma tiene reacción inversa a la del sobrecalentador de baja, esto se debe a que al recibir energía radiante, cuando se presenta un incremento del flujo de vapor, por ejemplo a consecuencia de un incremento en la demanda del vapor en la turbina, el sobrecalentador de intermedia prácticamente no tiene respuesta por el aumento en la velocidad del vapor ya que la radiación no depende de la velocidad del vapor; en cambio un aumento en el flujo de vapor en el sobrecalentador de baja hace que aumente el coeficiente de transferencia de calor en este equipo puesto que el sobrecalentador de baja es un equipo convectivo.

El sobrecalentador de alta temperatura recibe el vapor proveniente del sobrecalentador de temperatura intermedia. El paso del vapor por este sobrecalentador da al vapor la temperatura apropiada para que pueda introducirse a la turbina de alta. Este sobrecalentador está colocado en el hogar del generador de vapor, entre el recalentador y el sobrecalentador de alta.

El recalentador se ubica entre el sobrecalentador de temperatura intermedia y el sobrecalentador de alta. Su función es recuperar el vapor de escape de la turbina de alta y recalentarlo para que pueda ser utilizado en la turbina de presión intermedia aumentando así la eficiencia del ciclo.

c) Economizador: A este equipo llega el agua proveniente de los calentadores de alta presión. La función del economizador es elevar a la temperatura de agua de alimentación que se introduce al domo hasta una temperatura cercana a la del punto de ebullición a la presión correspondiente en el domo. La energía térmica utilizada para este propósito se obtiene de los gases que salen del sobrecalentador de baja.

d) Precalentador regenerativo: El sistema cuenta con dos precalentadores regenerativos rotativos, uno por cada tren de entrada de aire a la caldera. Este equipo se

encuentra en la trayectoria de los gases de combustión y tiene la finalidad de recuperar energía al aire que entra en sentido contrario, ver la figura 3.3. El precalentador de aire regenerativo es un equipo giratorio, compuesto de compartimientos, llamados canastas, que contienen láminas corrugadas, CFE(1984). El cilindro giratorio al girar alternativamente pasa por el ducto de aire y por el ducto de los gases de escape, de manera que las láminas corrugadas absorben calor cuando pasan por los gases de escape y al entrar en contacto con el aire le transfieren el calor absorbido al aire que después se dirige al hogar de la caldera.

e) Calentador de aire-vapor: Antes de que los gases de combustión salgan a la atmósfera, por los dos ductos de salida, pasan por su correspondiente calentador aire-vapor, cuya función es evitar que la temperatura de los gases de escape caiga hasta un valor en el que ocurre la condensación de los ácidos que se forman con los óxidos de nitrógeno y azufre, lo que de ocurrir corroerá al precalentador de aire.

f) Ventiladores de tiro forzado: El aire que requiere la combustión es introducido al hogar de la caldera a través de dos ventiladores, uno por cada tren de entrada. Estos ventiladores regulan la entrada del aire de combustión por medio de ventilas movidas por un servomotor que recibe la señal de posición del sistema de combustión.

g) Turbinas de vapor: El vapor saturado se separa en el domo y después se sobrecalienta en el hogar de la caldera parándolo por las tres secciones de sobrecalentamiento (baja, intermedia y de alta temperatura) y después de lleva a la turbina de alta presión como primera etapa de producción de trabajo por expansión del vapor.

El vapor de escape de las turbinas de alta es devuelto nuevamente al hogar de la caldera con el propósito de recalentarlo y llevado a las turbinas de presión intermedia para producir más trabajo por expansión del vapor en las condiciones del vapor recalentado.

El vapor de salida de las turbinas de presión intermedia, es introducido en las turbinas de presión baja para obtener el trabajo de esta última etapa de expansión del vapor.

h) Condensador Principal: El vapor de escape de la turbina de baja es recibido en el condensador principal el cual tiene dos propósitos, uno de condensar éste vapor para reinyectarlo como agua al ciclo. El agua de enfriamiento, o agua de circulación, en la Central Tula, se extrae de pozo para luego enfriarse en torres de enfriamiento y reutilizada en ciclo cerrado por obvias razones económicas.

El sistema de condensados devuelve al ciclo el agua condensada y almacenada en el pozo caliente. Dicho pozo está ubicado en el fondo del condensador principal y su función es servir como recipiente de oscilaciones de la bomba de condensados a manera de garantizar que siempre habrá agua disponible para la bomba de condensados.

El tanque de almacenamiento de agua desmineralizada tiene el propósito de proporcionar el agua necesaria para control de nivel del pozo caliente y reponer el agua del ciclo que se pierde por fugas, siendo la más grave la rotura de tubos en el hogar de la caldera.

La bomba de condensados envía el agua condensada a los calentadores de agua 1 y 2 los cuales están ubicados dentro del condensador principal pero utilizan como medio de calentamiento vapor de extracción de las etapas finales de la turbina de baja.

El agua que sale de los calentadores 1 y 2 es conducida a los calentadores de baja 3 y 4 (ver figura 3.2), así llamados porque el medio de calentamiento es vapor de presión baja de la turbina de baja.

El sistema de condensados termina dejando el agua caliente, proveniente de los calentadores 3 y 4, en el deareador el cuál es en realidad el calentador 5 que a diferencia de los anteriores es de contacto directo con vapor de extracción de la turbina de presión

intermedia.

El deareador además es el medio por el cuál se extrae los gases incondensables filtrados hacia adentro del sistema en los puntos de baja presión de vapor como el condensador principal. Los incondensables se desechan por medio de una purga continua de vapor.

i) Sistema de Agua de Alimentación: El sistema de agua de alimentación tiene la función de proveer el agua que requiere el domo del generador de vapor por medio de la válvula de control de agua de alimentación y de esta forma de tratar de mantener el nivel de agua en el domo a pesar de los cambios en la demanda de vapor requeridos por la turbina.

La bomba de agua de alimentación da al agua la presión requerida para vencer la presión del domo.

j) Circuitos de Control Convencional: Bajo este título se describen los sistemas de control típicos que se han utilizado hasta la fecha en el control regulatorio de las Centrales Termoeléctricas convencionales, o sea las basadas en el Ciclo Rankine, como la planta de Tula tomada como base de cálculo en el presente estudio.

Para un control de turbina en seguimiento, en donde la presión del vapor principal es la variable controlada, es decir, cuando el sistema se encuentra operando en su carga base, la regulación del combustible proporcionará la energía necesaria para la producción (flujo) de vapor a la presión requerida por la turbina.

En vista de que el combustible requiere aire para su combustión éste se suministra en la proporción que la reacción de combustión necesita para efectuarse de manera completa, lo cuál se garantiza con un exceso de aire de aproximadamente el 5% con respecto a la cantidad estequiométrica, por lo tanto el sistema de control de combustión regula el aire de combustión de acuerdo con el combustible que se consume.

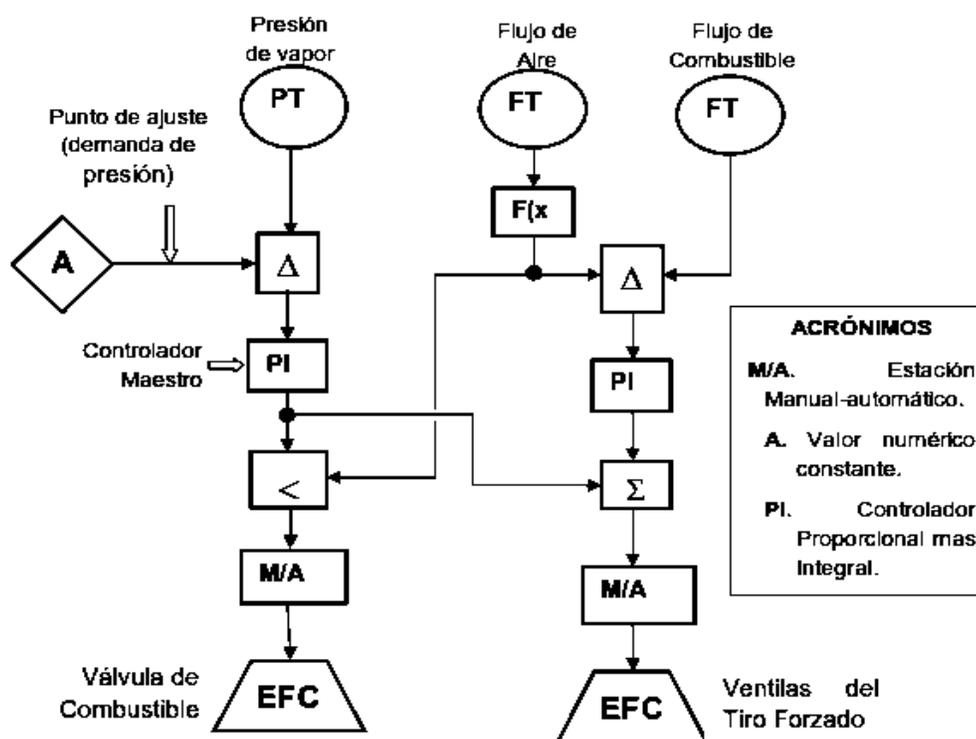


Figura 3.4. Sistema de control de combustión de una cantidad de generación eléctrica.

Debido a que la característica de flujo de la válvula de control de combustible generalmente es logarítmica, y a las no linealidades del proceso (medición de flujo de aire transmitida como diferencia de presiones la cual tiene una relación cuadrática con el flujo) además de que la relación de posición de las ventilas del tiro forzado con respecto al flujo de aire liberado es una función no-lineal. Por estas razones la relación aire-combustible se calibra con pruebas de cambo a manera de garantizar siempre una combustión completa con el mínimo de exceso de aire. La relación aire-combustible se efectúa caracterizando la señal de flujo de aire mediante la función  $f(x)$  de la posición de la válvula de combustible.

La figura 3.4 muestra el diagrama de bloques del control de combustión donde se ilustra la funcionalidad del control el cual fue extraído de la referencia CFE (1993).

El control maestro de presión, PI (Proporcional más integral) genera la señal de

control para la válvula de combustible; esta señal que es limitada por la señal del flujo de aire de combustión caracterizado, más una desviación que no debe sobrepasar el flujo de combustible.

Un controlador PI genera la señal de posición de las ventilas del tiro forzado, pero esta señal tiene como señal anticipatoria al flujo de combustible representado por la señal de salida del controlador maestro de presión, así cualquier cambio en el flujo de combustible, como consecuencia del movimiento en la señal del controlador maestro, tendrá efecto inmediato en el flujo de aire.

k) Control de Agua de Alimentación: El control de nivel del domo, se ha simplificado con el objeto de que solo sirva para los propósitos de prueba del modelo del proceso, sin embargo tiene los elementos principales del control real que opera en el esquema de control llamado de tres elementos.

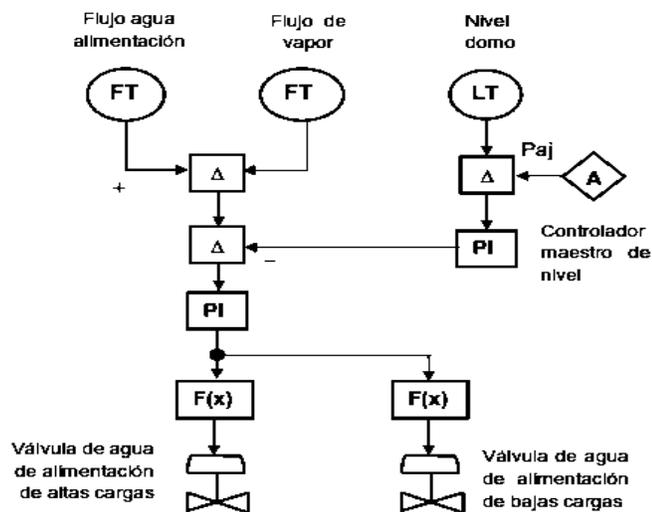


Figura 3.5. Sistema de control de agua de alimentación de una unidad de generación eléctrica.

El control de nivel del domo es mejor conocido como “control de agua de alimentación”. Al nombre de agua de alimentación con frecuencia se le agrega el cali-

ficativo “de tres elementos”, lo cual se debe a que el esquema de control considera a las variables de los flujos de vapor y agua de alimentación, y el nivel del domo, ver figura 3.5.

El esquema de control utilizado es un esquema convencional, referencia CFE (1978), el cual aplica un balance de materia con los flujos de agua de alimentación y de vapor, restando el primero del segundo, esta diferencia, la cual se debe mantenerse cerca de cero, es después compensada con la señal de salida del controlador maestro de nivel del domo. Así, el controlador secundario reaccionará por la diferencia de flujos de agua de alimentación y vapor, y también por desviaciones en el punto de ajuste del controlador maestro de nivel. El controlador maestro opera con los modos de proporcional más integral (controlador PI), por tanto, cualquier diferencia entre el punto de ajuste del nivel del domo y nivel real del agua en el mismo hará que esta compensación, por efecto de la acción íntegra del controlador maestro, cambie continuamente buscando que el nivel del domo esté en el valor de su punto de ajuste.

La manipulación del flujo de agua de alimentación se realiza mediante dos válvulas, una para operar cuando la generación de electricidad sea menos al 17%, válvula de bajas cargas, y otra cuando la generación está por arriba de este valor del 17%, con la válvula de altas cargas. En las curvas de caracterización, tomadas de información proporcionada por la planta, de estas válvulas, tienen en las abscisas la señal de control que recibe del sistema de control de agua de alimentación, y en la ordenada se tiene la posición de la válvula, estas curvas se ilustra en la figura 3.6.

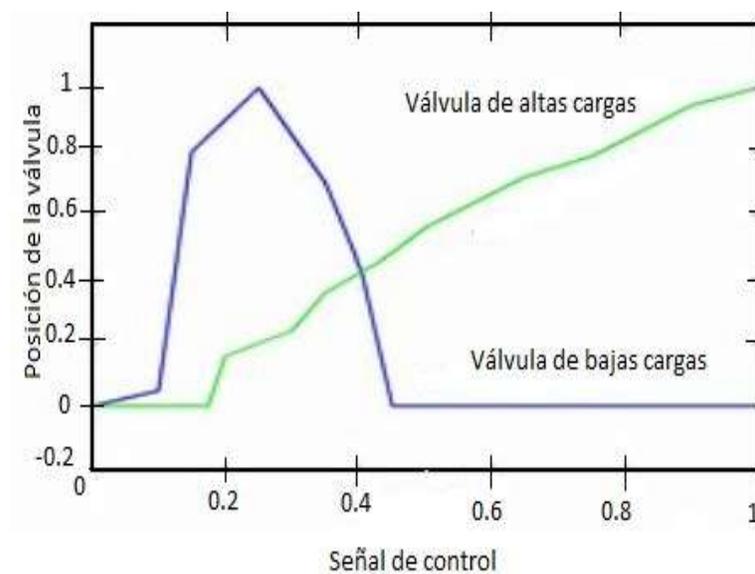


Figura 3.6. Caracterización de las válvulas de agua de alimentación de altas y bajas cargas.

Otra diferencia con el equipo real es la bomba de agua de alimentación, la cual en la realidad tiene un variador de velocidad tipo hidrodinámico el cual hace que la bomba actúe como elemento final de control regulando el flujo, sin embargo, sólo puede hacerlo cuando la señal de control sea del 25% o mayor, por lo tanto, a bajas el control de nivel es únicamente a través de las válvulas de bajas y altas cargas.

En nuestro caso se ha obviado a la bomba como parte del control de agua de alimentación ya que no es propósito de este estudio analizar el comportamiento de control de agua de alimentación.

1) Control de Nivel del Deareador: El agua del pozo caliente llega al deareador impulsada por las bombas de condensado y la hacen pasar por los calentadores de baja presión.

El flujo de agua de condensados se controla, para regular el nivel del tanque de almacenamiento del deareador (llamado también tanque de oscilaciones) a través de dos válvulas de control, las cuales operan con la misma señal de control pero en rango

dividido. Para niveles de operación de bajos flujos, como durante el arranque en control de velocidad de la turbina y a bajas generaciones de carga, la válvula de menor tamaño actuará en el rango inferior de la señal de control; en tanto que en condiciones de alta demanda de flujo de agua ésta válvula quedará abierta, mientras la válvula de mayor tamaño actuará para suministrar la demanda de agua que se requiere para asegurar un nivel mínimo en el tanque de almacenamiento del deareador.

m) Control del Suministro de Gas Combustible: El suministro del gas combustible se realiza por PEMEX a través de una estación; la presión en la línea de suministro a las válvulas de control de combustión, se regula con un lazo de control de presión para proporcionar una presión de gas constante a la entrada de la válvula de control de combustión, que suministra el gas a quemadores.

Un mal funcionamiento de este sistema de control, ya sea por variaciones en la presión del suministro por PEMEX o porque el circuito de control no esté operando apropiadamente, tendrá consecuencia en comportamiento dinámico del sistema de control de combustión [8].

### **3.3. Componentes de una Turbina de vapor**

La turbina se compone de tres partes principales: El cuerpo del rotor que contiene las coronas giratorias de alabes, la carcasa conteniendo las coronas fijas de toberas y alabes como se muestra en la figura 3.7.

Además, tiene una serie de elementos estructurales, mecánicos y auxiliares, como son cojinetes, válvulas de regulación, sistema de lubricación, sistema de refrigeración, virador, sistema de control, sistema de extracción de vahos, de aceite de control y sistema de sellado del vapor [10].



Figura 3.7. Turbina de vapor.

a) El rotor: El rotor de una turbina de acción es de acero fundido con ciertas cantidades de Níquel o cromo para darle tenacidad al rotor, y es de diámetro aproximadamente uniforme. Normalmente las ruedas donde se colocan los alabes se acoplan en caliente al rotor. También se pueden fabricar haciendo de una sola pieza forjada al rotor, maquinando las ranuras necesarias para colocar los álabes.

Los álabes se realizan de aceros inoxidables, aleaciones de cromo-hierro, con las curvaturas de diseño según los ángulos de salida de vapor y las velocidades necesarias. Son críticas las últimas etapas por la posibilidad de existencia de partículas de agua que erosionarían a los álabes. Por ello se fija una cinta de metal satélite soldado con soldadura de plata en el borde de ataque de cada alabe para retardar la erosión.

b) La carcasa: La carcasa se divide en dos partes: la parte inferior, unida a la bancada y la parte superior, desmontable para el acceso al rotor. Ambas contienen las coronas fijas de toberas o alabes fijos. Las carcasas se realizan de hierro, acero o de

aleaciones de este, dependiendo de la temperatura de trabajo, obviamente las partes de la carcasa de la parte de alta presión son de materiales más resistentes que en la parte del escape. La humedad máxima debe ser de un 10% para las últimas etapas.

Normalmente se encuentra recubierta por una manta aislante que disminuye la radiación de calor al exterior, evitando que el vapor se enfríe y pierda energía disminuyendo el rendimiento de la turbina. Esta manta aislante suele estar recubierta de una tela impermeable que evita su degradación y permite desmontarla con mayor facilidad.

c) **Álabes:** Los álabes fijos y móviles se colocan en ranuras alrededor del rotor y carcasa. Los álabes se pueden asegurar solos o en grupos, fijándolos a su posición por medio de un pequeño seguro, en forma perno, o mediante remaches. Los extremos de los álabes se fijan en un anillo donde se remachan, y los más largos a menudo se amarran entre sí con alambres o barras en uno o dos lugares intermedios, para darles rigidez.

d) **Válvula de regulación:** Regula el caudal de entrada a la turbina, siendo de los elementos más importantes de la turbina de vapor. Es accionada hidráulicamente con la ayuda de un grupo de presión de aceite (aceite de control) o neumáticamente. Forma parte de dos lazos de control: el lazo que controla la velocidad de la turbina y el lazo que controla la carga o potencia de la turbina.

e) **Cojinetes de apoyo, de bancada o radiales:** Sobre ellos gira el rotor. Suelen ser de un material blando, y recubiertos de una capa lubricante que disminuya la fricción. Son elementos de desgaste, que deben ser sustituidos periódicamente, bien con una frecuencia establecida si su coste es bajo respecto de su producción, o bien por observación de su superficie y cambio cuando se encuentren en un estado deficiente.

f) **Cojinete de empuje o axial:** El cojinete axial, o de empuje impide el desplazamiento del rotor en la dirección del eje. Evitando el empuje axial que sufre el eje por el efecto del vapor repercute en el reductor, dañándolo seriamente. No se encuentra en

contacto con el eje si no que hace tope con un disco que forma parte solidaria con el eje.

El cojinete está construido en un material blando y recubierto por una capa de material que disminuya la fricción entre el disco y el cojinete. Además, debe encontrarse convenientemente lubricado.

Para comprobar el estado de ese cojinete, además de la medida de la temperatura y de las vibraciones del eje, se mide de forma constante el desplazamiento axial. Si se excede el límite permitido, el sistema de control provoca la parada de la turbina o impide que esta complete su puesta en marcha.

g) Sistema de lubricación: Proporciona el fluido lubricante, generalmente aceite. Para asegurar la circulación del aceite en todo momento el sistema suele estar equipado con tres bombas:

- Bomba mecánica principal: Esta acoplada al eje de la turbina, de forma que siempre que esté girando la turbina está girando la bomba, asegurándose así la presión de bombeo mejor que con una bomba eléctrica. No obstante, en los arranques esta bomba no da presión suficiente, por lo que es necesario que el equipo tenga al menos una bomba adicional

- Bomba auxiliar: Se utiliza exclusivamente en los arranques, y sirve para asegurar la correcta presión de aceite hasta que la bomba mecánica puede realizar este servicio. Se conecta antes del arranque de la turbina y se desconecta a unas revoluciones determinadas durante el arranque, cambiándose automáticamente de la bomba auxiliar a la bomba principal. También se conecta durante las paradas de la turbina.

- Bomba de emergencia: Si se produce un problema de suministro eléctrico en la planta, esta queda sin tensión, durante la parada habría un momento en que la turbina se quedaría sin lubricación, ya que la bomba auxiliar no tendría tensión. Para evitar este

problema, las turbinas suelen ir equipadas con una bomba de emergencia que funciona con corriente continua proveniente de un sistema de baterías.

h) Sistema de extracción de vahos: El depósito de aceite suele estar a presión inferior a la atmosférica para facilitar la extracción de vapores de aceite y dificultar una posible fuga de aceite al exterior. Para conseguir este vacío, el sistema de lubricación suele ir equipado con un extractor.

i) Sistema de refrigeración de aceite: El aceite en su recorrido de lubricación se calienta modificando su viscosidad, y por tanto, sus características lubricantes, llegando a degradarse si el calor es excesivo. Para evitarlo, el sistema de lubricación dispone de unos intercambiadores que enfrían el aceite, estos intercambiadores pueden ser aire-aceite, de forma que el calor del aceite se evacua a la atmósfera, o agua-aceite, de forma que el calor se transfiere al circuito cerrado de refrigeración con agua de la planta.

j) Sistema de aceite de control: Cuando la válvula de regulación se acciona oleo hidráulicamente el conjunto de turbina va equipado con un grupo de presión para el circuito de aceite de control. Este, debe mantener la presión normalmente entre los 50 y los 200 bares de presión hidráulica. El sistema de control gobierna la válvula de salida del grupo, que hace llegar al aceite hasta la válvula de regulación de entrada de vapor con la presión adecuada.

k) Sistema de sellado de vapor: Las turbinas de vapor están equipadas con sellos de carbón, que se ajustan al eje, y/o con laberintos de vapor. Con esto se consigue evitar que el vapor salga a la atmósfera y disminuyan la eficiencia térmica de la turbina.

e) Virador: El sistema virador consiste en un motor eléctrico o hidráulico (normalmente el segundo) que hace girar lentamente la turbina cuando no está en funcionamiento. Esto evita que el rotor se curve, debido a su propio peso o por expansión térmica, en parada. La velocidad de este sistema es muy baja (varios minutos para com-

pletar un giro completo de turbina), pero se vuelve esencial para asegurar la correcta rectitud del rotor. Si por alguna razón este sistema se detiene (avería del rotor, avería de la turbina, inspección interna con desmontaje) es necesario asegurar que, antes de arrancar, estará girando varias horas con el sistema virador.

m) Compensador: Es el elemento de unión entre la salida de la turbina y el resto de la instalación (generalmente las tuberías que conducen al condensador o el propio condensador). Ya que la carcasa de la turbina sufre grandes cambios de temperatura, este elemento de unión es imprescindible para controlar y amortiguar el efecto de dilataciones y contracciones [5].

### **3.4. Conversión de energía mecánica y eléctrica**

La turbina de vapor es una máquina que convierte la energía del vapor proveniente de la caldera en trabajo mecánico. En una central termoeléctrica este trabajo se emplea para mover un generador eléctrico que transforma en trabajo en energía eléctrica.

Para lograr que la energía del vapor se convierta en trabajo mecánico el vapor es alimentado a la máquina a través de una tobera que se expande teniéndose un chorro de vapor a gran velocidad, la tobera se encuentra fija en la carcasa de la turbina el chorro de vapor se dirige en contra de una paleta montada sobre una turbina rueda. La fuerza de chorro actúa sobre la paleta y la impulsa lo que produce movimiento en la rueda, el rotor es la parte móvil de la turbina que lleva montadas las ruedas con paletas y toberas llamadas también alabes, las toberas fijas están montadas sobre la carcasa que es una cubierta envolvente que actúa como barrera de depresión y minimiza la pérdida del vapor al mismo tiempo conduce el flujo de energía de una manera eficiente.

La carcasa también soporta anillos de alabes estacionarios que sirve para dirigir el flujo de vapor en la dirección adecuada contra los alabes rotatorios, además cuenta con

una serie de montajes de sellos de cuello en los puntos en donde pasa el rotor a través de la carcasa, al pasar por la turbina el vapor proveniente de la caldera pierde potencia conforme va chocando con las diferentes hileras de alabes haciéndolas girar, de esta manera la presión y la temperatura del vapor en el escape son menores a la del vapor en la inyección, por esta razón las turbinas pueden ser agrupadas por componentes para aprovechar al máximo la energía contenida en el vapor, las turbinas y componentes pueden ser clasificados de acuerdo a la presión del vapor que pasa a través de ellas dividiéndolas en alta presión, presión intermedia y baja presión.

Las turbinas utilizadas para una central termoeléctrica son por lo general una agrupación de distintos componentes y turbinas que dan por resultado una turbina compuesta en tándem esto significa que los componentes o turbinas trabajan en conjunto sobre la misma flecha para ser más eficientes el uso de la presión del vapor, la turbina de alta presión y presión intermedia es una combinación de dos componentes en una sola carcasa, cuando el vapor entra a la turbina es guiado directamente a través del componente de alta presión pero en vez que el escape de vapor sea alimentado directamente al de presión intermedia es regresado a la caldera para recalentarlo a su temperatura original a esta etapa se conoce como recalentado en frío. El regreso de vapor a la caldera llamado vapor recalentado entra al componente de presión intermedia que está diseñada para que tenga una trayectoria en dirección opuesta al vapor del componente de alta presión cuando el vapor se expande, al empujar los alabes de la turbina se impone en el rotor una fuerza o empuje en la misma dirección del flujo de vapor y esta turbina se genera un empuje en la dirección de alta presión y otro en la de presión intermedia, aun así el que los empuja actúan en dirección opuesta no significa que sean iguales por lo que se requiere de extracciones controladas posicionamiento de álabes estacionarios para establecer zonas de presión así como el diseño de los componentes mismos de la

turbina, finalmente el vapor extraído de este componente es utilizado para alimentar a la turbina de baja presión, la turbina de alta presión.

La turbina de alta presión y presión intermedia está compuesta por un cilindro interior y uno exterior ambos a su vez compuesto de cubierta que forman una base y una tapa maquinados y atornillados para mantener un sello para vapor de alta temperatura y presión. El cilindro interior contiene los anillos de alabes estacionarios ensamblados para mantener un correcto alineamiento independientemente de los efectos térmicos del vapor.

Las toberas y escape de vapor del cilindro interior están alineadas con las boquillas con el cilindro exterior y se unen a base de sellos flexibles que permiten resistir los efectos de la expansión por diferencial térmico.

El rotor consiste de un eje maquinado de una alineación metálica capaz de soportar altas temperaturas y una serie de hileras de alabes de alta presión, presión intermedia y de control de etapas. El rotor está cargado del lado de gobernador por un cojinete de extensión del eje y por el lado del generador por un cojinete de soporte del empuje axial, cuando se abren las válvulas de admisión el vapor es dirigido por la turbina así haciendo girar al rotor y el flujo es controlado por la caja del vapor, la válvula de marcha y las válvulas gobernadoras estos componentes se encuentran montados a ambos lados de la turbina y están controlados de manera electrohidráulica desde el cuarto del control, los componentes de admisión de vapor recalentado incluye válvulas interceptoras de admisión que entrar en acción en caso que se presente una situación de exceso de velocidad en la turbina, cortan el suministro de vapor recalentado al componente de presión intermedia y a la vez a la turbina de baja de presión.

Las válvulas de paro de admisión sirven de apoyo a la válvulas interceptoras y asisten en el control de recalentamiento en caso de emergencia, una vez que el vapor

recalentado se descargue es alimentado a la carcasa de baja presión por medio de unos ductos intercomunicadores por el centro se utiliza la presión y temperatura restante para impulsar una turbina de baja presión y fluye al exterior otra vez de trayectorias apuestas de alabes, el vapor crea fuerza de empuje sobre el rotor al ser opuestas y exactamente iguales se equilibran entre sí, la turbina de baja presión también está compuesta de carcasa exterior y cilindro interior la guía de flujo de admisión, los anillos porta alabes, los alabes estacionarios y las guías de flujos de descarga y el conjunto del rotor, la base del cilindro exterior ha sido diseñado de modo de sostener el peso de toda la turbina y transferir los cargos a los cimientos mediante una pata perimetral de apoyo, el vapor de la turbina de baja presión se descarga el interior por un condensador por el cual transforma el vapor nuevamente en agua, el cilindro interior apoya a los anillos porta alabes las guías de flujo de admisión y descarga con características similares la turbina de alta presión y presión intermedia pero con un diseño optimizado para aprovechar al máximo las características de alimentación del vapor es esta etapa de proceso [7].

## Capítulo 4

---

# ANÁLISIS DE TURBINAS DE VAPOR EN CENTRALES ELÉCTRICAS

---

### 4.1. Introducción

La energía eléctrica se produce fundamentalmente mediante el uso de turbinas de vapor, turbinas de gas, turbinas hidráulicas, motores diesel, etc. La turbina de vapor permite alcanzar la mayor capacidad de generación. Debe quedar claro que éste empleo no es el único de las turbinas de vapor, también existen aplicaciones en donde una planta de proceso tiene necesidad de grandes cantidades de calor, las industrias petroquímicas y otras.

Actualmente, en la producción de energía eléctrica se encuentra turbinas con capacidad de 1300 Mw en una instalación, la necesidad de energía eléctrica en México es de aproximadamente de 30 000 Mw y se espera un estancamiento en 36 000 Mw, si existe más control demográfico.

En la potencia total de una red de un país cualquiera, se requiere que no exista una dependencia total de las turbinas de vapor no mayor al 50% de la máxima capacidad.

Las ventajas de las turbinas de vapor son su alta potencia y su excelente realización

dentro del ciclo Clousus-Rankine. Así mismo, pueden operar a altas velocidades y la instalación puede ser pequeña. Además de que la potencia de la turbina puede ser muy regulada, lo que es positivo cuando se utiliza para accionar equipos mecánicos.

Al hablar de una turbina de vapor, se presentan en general de una turbina con fluido agua-vapor, que en comparación con otros fluidos (por ejemplo: mercurio, amoniaco o fluidos-criogénicos) tiene las siguientes ventajas:

- Agua es extremadamente barata
- Agua no venenosa
- Agua es muy manejable y poco corrosiva
- Las curvas de la presión de vapor permanecen muy favorables

La turbina de vapor se ocupa en el país para producir más del 50%, y actualmente en el mundo se ocupa un 80%, como generadoras de electricidad. Regionalmente contamos con una generación total de energía de 26288.99 Gw-hr, y de ella las plantas termoeléctricas proporcionan 26035.21 Gw-hr. (Más de 95%).

En la actualidad la industria eléctrica y otras se están enfrentando a una intensa competencia global, la cuál a su vez, se ha creado una necesidad de equipo de menor costo. Producir éste equipo, sin comprometer la calidad, la eficiencia y la confiabilidad, no es fácil y solo los mejores fabricantes del mundo industrial tienen la capacidad para abordar la tarea.

Bajo estas circunstancias, las plantas de energía eléctricas del país, han sido operadas por más de 10 años y es muy probable que el deterioro de cada componente, por envejecimiento, proceda gradualmente. Esto podría estar relacionado con la causa de accidentes críticos e interrupciones no esperadas de generación, y esto a su vez acarrearía graves pérdidas económicas, para mayor comprensión tenemos la tabla 4.1 comparativo para el estado de Veracruz donde a/. se refiere al número de contratos celebrados para

el suministro de energía eléctrica, existentes al 31 de diciembre.

Tabla 4.1. Usuarios, volumen y valor de las ventas de energía eléctrica según tipo de servicio 1999

TIPO DE SERVICIO	USUARIOS a/	VOLUMEN DE LAS VENTAS (Gigawattas-hora)	VALOR DE VENTAS (Miles de pesos)
TOTAL	1 504 057	9 244,602	4 269 044
INDUSTRIAL	5 033	6 652,463	2 570 294
RESIDENCIAL	1 340 339	1 841,171	867 827
COMERCIAL	154 199	429,239	603 730
AGRICOLA	752	37,973	9 652
ALUMBRADO PUBLICO	2 376	171,656	181 360
BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS	671	46,193	34 289
TEMPORAL	687	0.907	1 892

Para evitar estos problemas por adelantado, es importante establecer la estrategia de mantenimiento y preservar la "confiabilidad y disponibilidad" de las centrales generadoras de energía eléctrica.

La "inspección de integridad" es un recurso para un mantenimiento preventivo contribuyendo a las mejoras de rendimiento del equipo para aumentar la calidad de operación. Esta "inspección de integridad" es necesaria porque una planta de energía eléctrica que ha operado por un largo plazo (100 000 horas) presenta las siguientes clases de deterioro:

- Por envejecimiento de los componentes
- Del material de fabricación
- Del comportamiento de la calidad

Al aplicar dicha inspección se va a prevenir un paro inesperado o no programado. Al carecer de la "inspección de integridad" aparecerá un accidente originando un paro inesperado acarreado las siguientes consecuencias:

- Pérdida de generación de energía
- Costo adicional de reparación

-Disminución de la disponibilidad

La inspección de integridad por las turbinas de vapor analiza las fallas presentadas en las turbinas de vapor y en base a estas experiencias (estadísticas) se trata de prevenir la aparición de las mismas. Análisis de fallas de Turbina se ilustra en las figuras 4.1 y 4.2 [4].

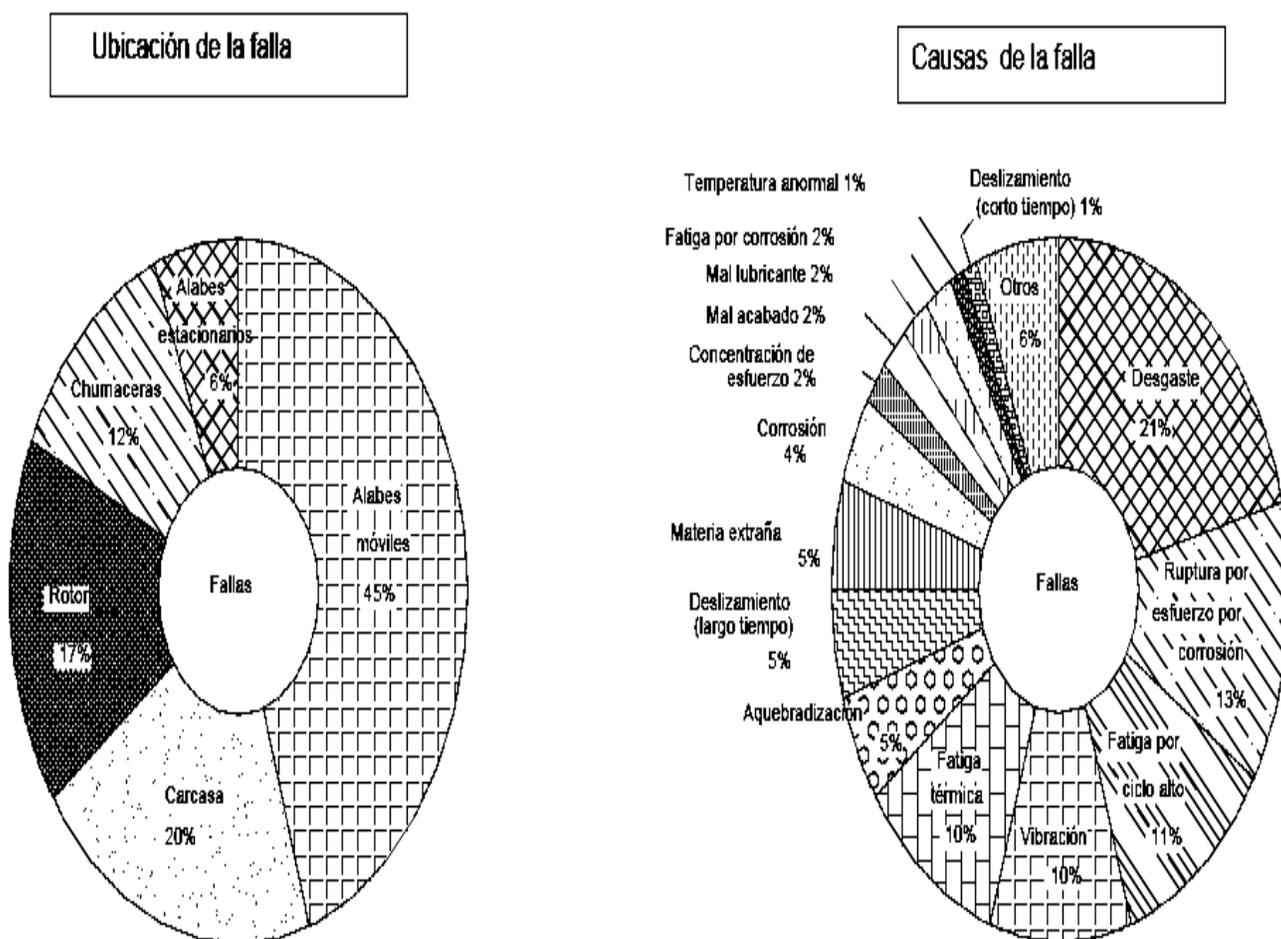


Figura 4.1. Clasificación de fallas de turbina

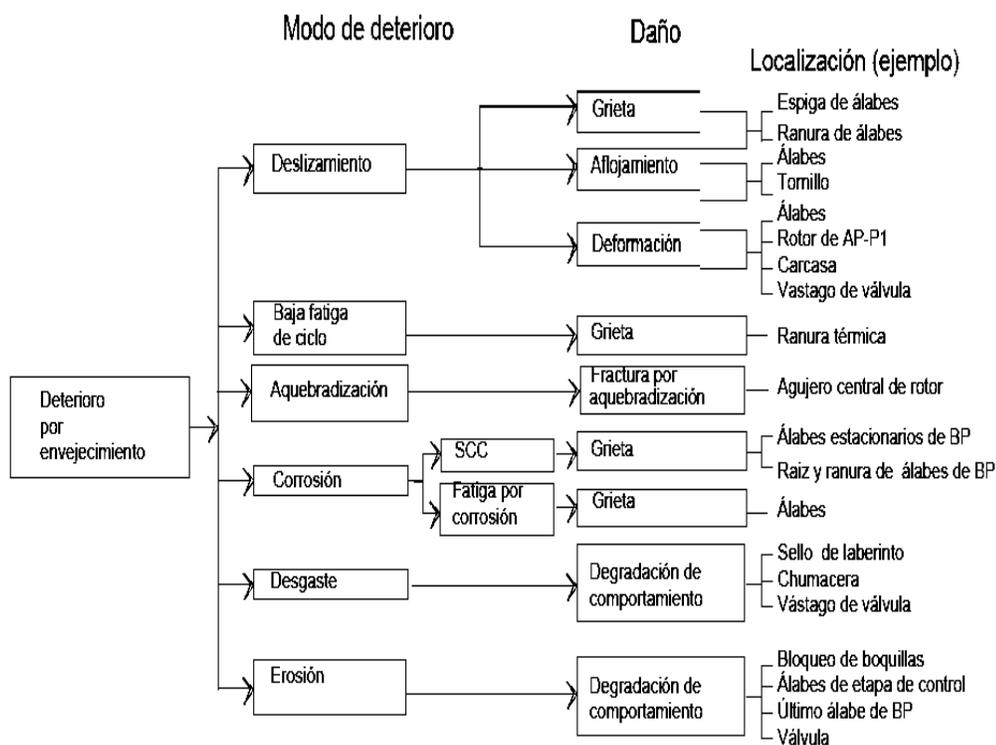


Figura 4.2. Modos y daños de deterioración por envejecimiento

## 4.2. Turbina de Vapor en un Ciclo Rankine básico

El ciclo Rankine es una modificación de ciclo Carnot, esto con el fin de mejorar el sistema térmico corrigiéndolo los problemas que este produce, entre estas modificaciones están:

- Primero en el proceso 4-1 se lleva a cabo de manera que el vapor húmedo expandido en la turbina se condense por completo, hasta el estado líquido saturado de la salida de la turbina.
- Proceso de compresión 1-2 se realiza ahora mediante una bomba de líquido, que eleva isotrópicamente la presión del líquido que sale del condensador hasta la presión deseada para el proceso 2-3.
- Durante el proceso 2-3 se sobrecalienta el fluido hasta una temperatura que es con frecuencia superior a la temperatura crítica.

Se considera todas estas modificaciones, para lograr un modelo práctico de un ciclo de planta de potencia de vapor, estaremos en presencia del Ciclo Rankine, a continuación se realizará una descripción de los componentes del ciclo y el comportamiento termodinámico registrado en el diagrama Ts: El sistema que funciona (ver figuras 4.3)

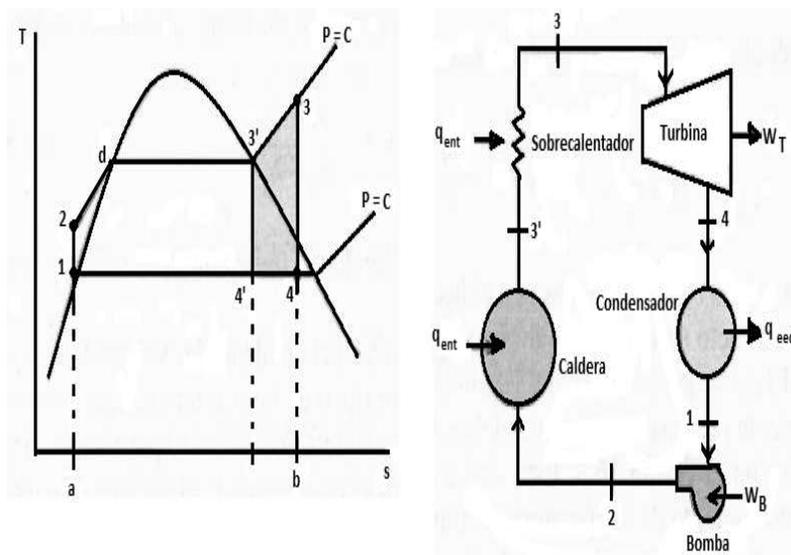


Figura 4.3. Diagrama Ts del ciclo Rankine simple con sobrecalentamiento.

según este ciclo consta de una caldera, donde el agua (que es fluido más conveniente por ser abundante y barato) entra a la caldera en 2 como líquido y sale al estado de vapor en 3'. Después de que el vapor saturado sale de la caldera en el estado 3' pasa a través del sobrecalentador recibiendo energía, incrementando la temperatura del vapor a presión constante hasta el estado 3 (vapor sobrecalentado). Luego hay una máquina de expansión (turbina) donde el vapor se expande produciendo trabajo, saliendo en el estado 4. A continuación este vapor entra a un aparato de condensación de donde sale como líquido al estado 1. Este a su vez es tomado por una bomba de inyección necesaria para vencer la presión de la caldera, que lo lleva al estado 2 donde ingresa a la caldera.

El análisis termodinámico de la Planta Termoeléctrica de Tula, se efectúa para el 100% de carga y se toman como datos iniciales la presión y temperatura de salida del generador de vapor  $P_1 = 171.65 \text{ bar}$ ,  $T_1 = 540.55 \text{ }^\circ\text{C}$ . Presión de salida del generador de vapor  $P_2 = 0.075 \text{ bar}$ . Eficiencia de la turbina  $\eta = 0.87$ . Se requiere determinar la potencia eléctrica de generación.

### Datos obtenidos de las tablas de vapor

$$\begin{aligned}
 P_1 &= 171.65 \text{ bar} & P_2 &= 0.075 \text{ bar} \\
 T_1 &= 540.55^\circ\text{C} & hf_2 &= 168.2925 \text{ kJ/kg} \\
 \text{Sobrecalentados} & & hfg_2 &= 2406.3 \text{ kJ/kg} \\
 h_1 &= 3466.5 \text{ kJ/kg} & Sf_2 &= 0.5747 \text{ kJ/kg k} \\
 S_1 &= 6.5169 \text{ kJ/kg k} & Sfg_2 &= 7.6794 \text{ kJ/kg k} \\
 \eta &= 0.87 \\
 \dot{m}_1 &= 271.3888 \text{ kg/s}
 \end{aligned}$$

Desarrollando y simplificando, se llega a

$$S_1 = S_2 \quad (4.1)$$

$$S_2 = Sf_2 + X_2 Sfg_2 = S_1 \quad (4.2)$$

$$X_2 = \frac{S_1 - Sf_2}{Sfg_2} \quad (4.3)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.3) se tiene:

$$X_2 = \frac{6.5169 - 0.5747}{7.6794} = 0.7737$$

Sobrecalentados

$$h_2 = hf_2 + X_2 hfg_2 \quad (4.4)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.4) se tiene obtiene el sobrecalentado  $h_2$

$$h_2 = 168.2925 + (0.7737)(2406.3) = 2030.0468 \text{ kJ/kg}$$

Para determinar la potencia utilizamos la ecuación:

$$Pot = \dot{m}_1 \eta t g (h_1 - h_2) \quad (4.5)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.5) se obtiene la potencia en la turbina:

$$Pot = (271.3888 \text{ kg/s})(0.87)(3465.4 \text{ kJ/kg} - 2030.0468 \text{ kJ/kg}) = 338.89 \text{ MW}$$

Para calcular la eficiencia utilizamos la siguiente ecuación:

$$e = \frac{Q}{W} \quad (4.6)$$

Donde

$$Wt = h_1 - h_2 \quad (4.7)$$

$$Q = h_1 - h_{f2} \quad (4.8)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.6) se obtiene la eficiencia:

$$e = \frac{3466.5 - 2030.0468}{3466.5 - 168.2925} = 0.4355$$

Otra manera de obtener la potencia es a través de diagrama de Mollier como se muestra en la figura 4.4. Se toman como datos iniciales la presión y temperatura de salida del generador de vapor  $P_1 = 171.65 \text{ bar}$ ,  $T_1 = 540.55^\circ\text{C}$ . Presión de salida del generador de vapor  $P_2 = 0.075 \text{ bar}$ , obtenemos las entalpías  $h_1$ ,  $h_2$  y calculando nuevamente obtenemos las potencias aproximadas.

$$h_1 = 3400 \text{ kJ/kg} \quad h_2 = 2010 \text{ kJ/kg}$$

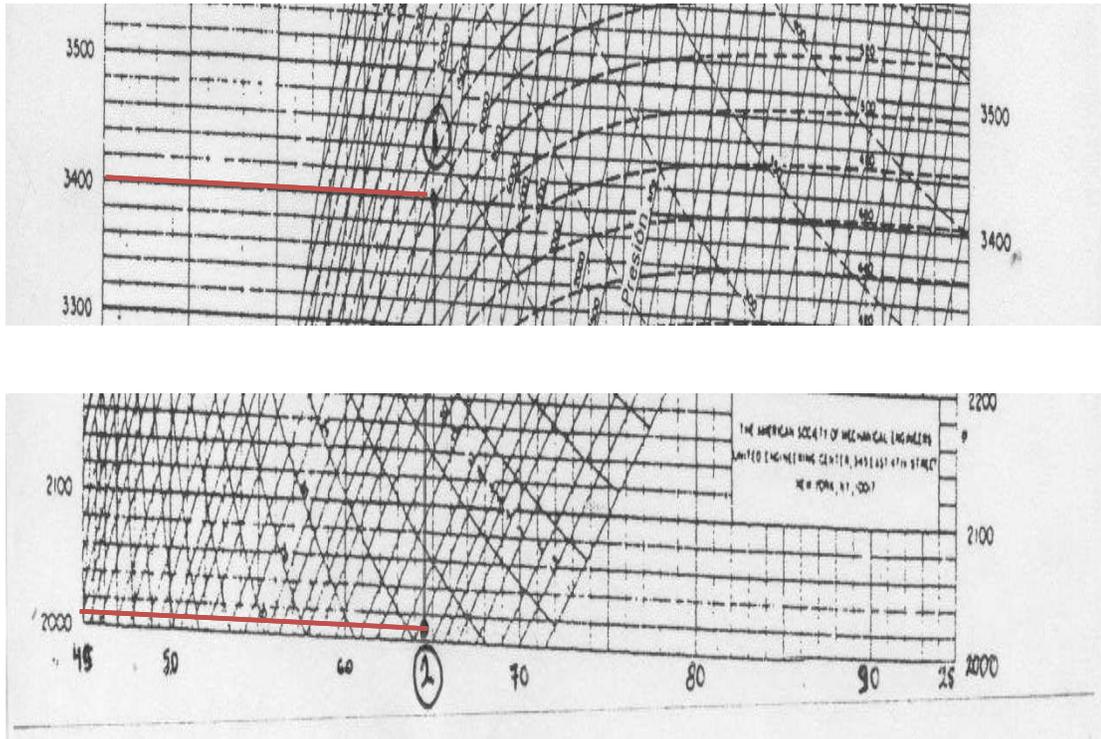


Figura 4.4. Es una sección del diagrama de Mollier completo del apéndice A.1 a una escala mayor

### 4.3. Turbina de Vapor en un Ciclo de Recalentamiento

En el ciclo con recalentamiento, el vapor no se expande por completo en una sola etapa hasta la presión del condensador. Luego de expandirse parcialmente, el vapor se extrae de la turbina y se recalienta a presión constante. A continuación, se lo devuelve a la turbina para su expansión posterior la presión de salida. Se puede considerar que la turbina está constituida por dos etapas, una de alta y otra de baja presión como lo muestra la figura 4.5.

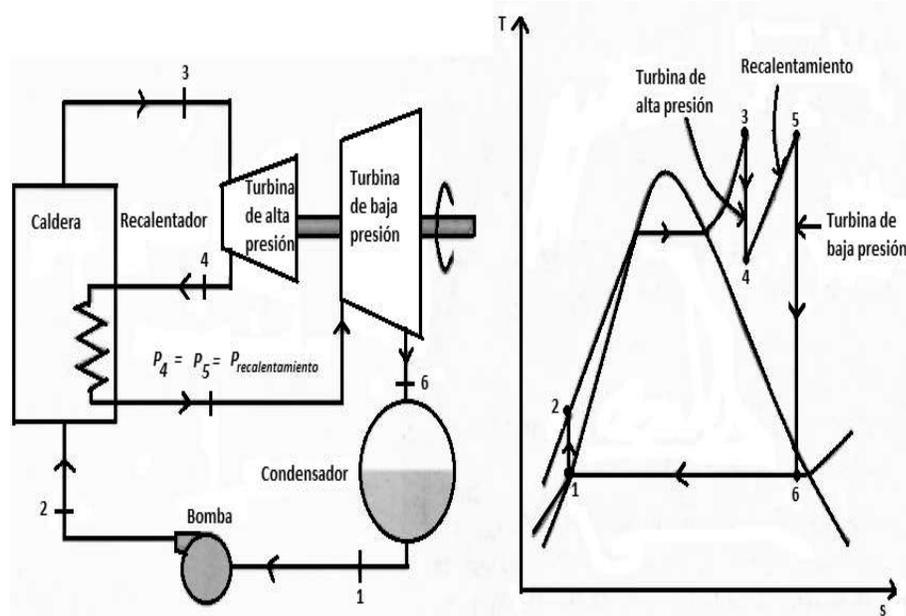


Figura 4.5. El ciclo Rankine ideal con recalentamiento.

- Para responder a las crecientes demanda de potencia, las presiones de operación de las calderas, han ido incrementándose la temperatura de entrada a la caldera por efecto de la presión, disminuyendo el calor transferido al fluido de trabajo. Sin embargo, el aumento de la presión en la caldera origina la disminución de calidad del vapor de agua que sale de la turbina como se observa en el diagrama Ts, es decir, a la salida de la turbina de alta presión, el vapor esta generalmente próximo a la línea de saturación. Para evitar el problema de erosión de los álabes de la turbina, y seguir aprovechando las ventajas de alta presión en las calderas es necesario el desarrollo de los ciclos con recalentamiento.

- La temperatura tras el recalentamiento, es generalmente igual o algo inferior a la temperatura de entrada en la primera etapa de la turbina.

- El máximo rendimiento térmico de un ciclo ideal con recalentamiento se obtiene cuando el cociente  $P_{sal}/P_{ent}$  en la turbina de alta presión, se encuentra dentro del

intervalo de 0.15 a 0.35.

La temperatura promedio durante el proceso de recalentamiento puede incrementarse si se aumenta el número de etapas de expansión y recalentamiento. Sin embargo, el uso de más de dos etapas de recalentamiento no es práctico, la ganancia en la eficiencia es tan pequeña que no justifica el costo y la complejidad adicional. El doble recalentamiento se emplea sólo en plantas de energía de presión supercrítica.

El análisis termodinámico de la Planta Termoeléctrica de Tula, se efectúa para el 100% de carga y se toman como datos iniciales la presión y temperatura de salida del generador de vapor  $P_1 = 171.65$  bar,  $T_1 = 540.55$  °C. Además de la presión de recalentamiento  $P_X = 60$  bar y presión de salida del generador de vapor  $P_2 = 0.075$  bar. Eficiencia de la turbina  $\eta = 0.87$ . Se requiere determinar la potencia eléctrica de generación.

#### Datos obtenidos de las tablas de vapor

$P_1 = 171.65$ bar	$P_X = 60$ bar	$P_2 = 0.075$ bar
$T_1 = 540.55$ °C	$hf_X = 1213.4$ kJ/kg	$hf_2 = 168.2925$ kJ/kg
Sobrecalentados	$hfg_x = 1571$ kJ/kg	$hfg_2 = 2406.3$ kJ/kg
$h_1 = 3466.5$ kJ/kg	$Sf_X = 3.0267$ kJ/kgk	$Sf_2 = 0.5747$ kJ/kgk
$S_1 = 6.5169$ kJ/kgk	$Sgx = 5.8892$ kJ/kgk	$Sfg_2 = 7.6794$ kJ/kgk
$\eta = 0.87$	$Sfg_x = 2.8625$ kJ/kgk	
$\dot{m}_1 = 271.3888$ kg/s		

Recalentamiento de la turbina

$P_X = 60$  bar

$S_1 = S_X$

$h_x = 3100$  kJ/kg Esta entalpía se obtiene a partir del diagrama de Mollier completo de la Figura A.2 y una sección de este diagrama se ilustra en la figura 4.6. Para poder

obtener  $h_x$  utilizamos el diagrama de Mollier se toman como datos iniciales la presión y temperatura de salida del generador de vapor  $P_1 = 171.65$  bar,  $T_1 = 540.55^\circ\text{C}$ . Además de la presión de recalentamiento  $P_x = 60$  bar y presión de salida del generador de vapor  $P_2 = 0.075$  bar, como se muestra en la figura 4.6 con este dato obtenido podemos calcular la potencia eléctrica de generación.

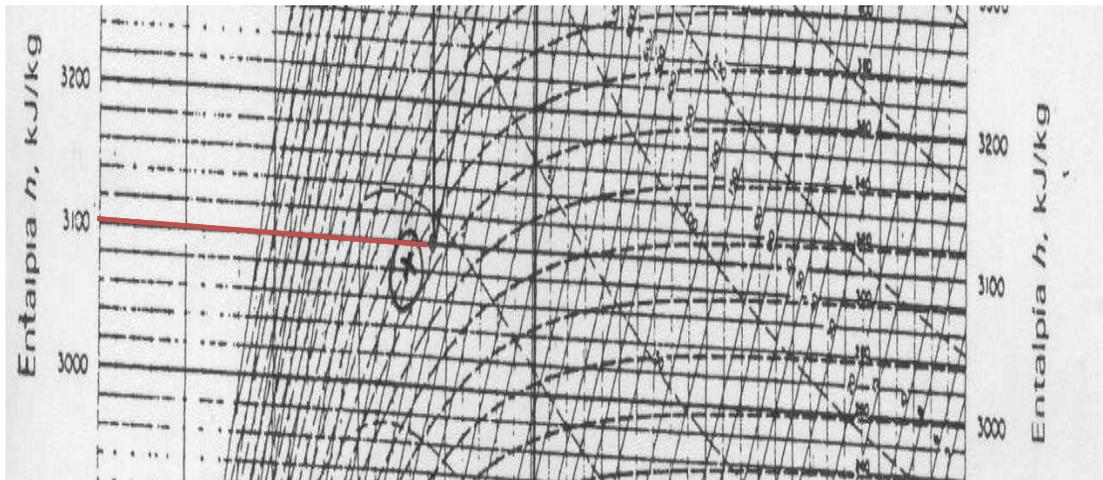


Figura 4.6. Es una sección del diagrama de Mollier completo del apéndice A.2 a una escala mayor

$$P_y = P_x = 60 \text{ bar}$$

$$T_y = 540 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$h_y = 3541.1 \text{ kJ/kg}$$

$$S_y = 7.0564 \text{ kJ/kg}$$

Desarrollando y simplificando, se llega a

$$S_y = S_2 \quad (4.9)$$

$$S_2 = SF_2 + X_2SFg_2 = S_y \quad (4.10)$$

$$X_2 = \frac{S_y - SF_2}{SF_2} \quad (4.11)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.11) se tiene:

$$X_2 = \frac{7.0564 - 0.5747}{7.6794} = 0.8440$$

Sobrecalentados

$$h_2 = hf_2 + x_2hfg_2 \quad (4.12)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.12) se tiene obtiene el sobrecalentado  $h_2$

$$h_2 = 168.2925 + (0.8440)(2406.3) = 2199.2097 \text{ kJ/kg}$$

Para determinar la potencia utilizamos la ecuación:

$$Pot = \eta t g m_1 [(h_1 - h_x) + (h_y - h_2)] \quad (4.13)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.13) se obtiene la potencia en la turbina:

$$Pot = (0.87)(271.3888 \text{ kg/s})[(3466.5 \text{ kJ/kg} - 3100 \text{ kJ/kg}) + (3541.1 \text{ kJ/kg} - 2199.2097 \text{ kJ/kg})] = 403.3649 \text{ MW}$$

Para calcular la eficiencia utilizamos la siguiente ecuación:

$$e = \frac{Wt}{Q} \quad (4.14)$$

Donde

$$Wt = (h_1 - h_x) + (h_y - h_2) \quad (4.15)$$

$$Q = (h_1 - h_{f2}) + (h_y - h_x) \quad (4.16)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.14) se obtiene la eficiencia:

$$e = \frac{(3466.5 - 3100) + (3541.1 - 2199.2097)}{(3466.5 - 168.2925) + (3541.1 - 3100)} = 0.4568$$

## 4.4. Turbina de Vapor en un Ciclo de Regenerativo

El ciclo regenerativo consiste en extraer parte del vapor expandido en la turbina y utilizarlo para suministrar calor al fluido de trabajo, aumentando su temperatura antes de pasar por la fuente principal de calor (Caldera) a una presión determinada. Existen dos tipos de calentadores: uno denominado calentador abierto o de contacto directo y el calentador cerrado o cambiador de calor de carcasa y tubos.

### 4.4.1. Ciclo Rankine con calentadores abiertos

En el caso ideal, se ajustan los flujos másicos de las corrientes que entran al calentador de manera que el resultado de la mezcla a la salida del calentador, de manera que el resultado de la mezcla a la salida del calentador sea líquido saturado a una presión determinada. Las presiones de entrada deben ser iguales, para que no se produzcan retornos indeseables en las líneas de tuberías como podemos ver la figura 4.7.

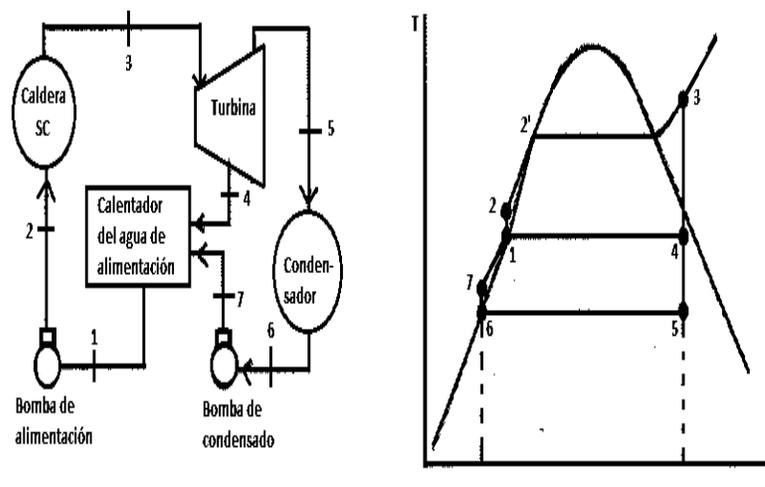


Figura 4.7. Esquema de instalación y diagrama Ts de un ciclo de potencia de vapor ideal regenerativo con calentador abierto de alimentación.

#### 4.4.2. Ciclo Rankine con calentadores cerrado

En un calentador cerrado no se mezclan las corrientes que entran. El agua de alimentación circula por el interior de los tubos que pasan por el calentador y el vapor extraído de la turbina para precalentar el agua, se condensa sobre los tubos.

En el caso ideal, se supone que el agua de alimentación proveniente del condensador sale del calentador como líquido comprimido a la misma temperatura que el vapor de agua extraído que ha condensado (ver figura 4.8). La particularidad de los calentadores cerrados es que las dos corrientes que atraviesan el calentador no están en contacto directo por lo que sus presiones pueden ser distintas [11].

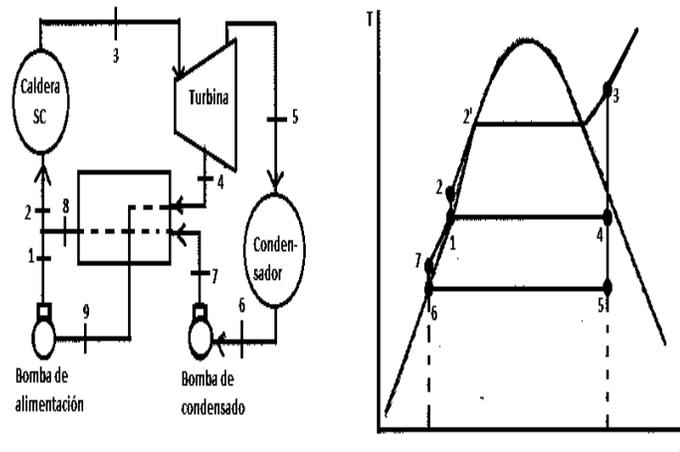


Figura 4.8. Esquema de instalación y diagrama Ts de un ciclo de potencia de vapor ideal regenerativo con calentador cerrado de alimentación.

El análisis termodinámico de la Planta Termoeléctrica de Tula, se efectúa para el 100% de carga y se toman como datos iniciales la presión y temperatura de salida del generador de vapor  $P_1 = 171.65$  bar,  $T_1 = 540.55$  °C. Además de la presión de regenerativo  $P_a = 40$  bar y presión del salida del generador de vapor  $P_2 = 0.075$  bar. Eficiencia de la turbina  $\eta = 0.87$ . Se requiere determinar la potencia eléctrica de generación.

#### Datos obtenidos de las tablas de vapor

$P_1 = 171.65$ bar	$P_a = 40$ bar	$P_2 = 0.075$ bar
$T_1 = 540.55$ °C	$h_{fa} = 1087.3$ kJ/kg	$h_{f_2} = 168.2925$ kJ/kg
Sobrecalentados	$h_{fga} = 1714.1$ kJ/kg	$h_{fg_2} = 2406.3$ kJ/kg
$h_1 = 3466.5$ kJ/kg	$S_{f_{Xa}} = 2.7964$ kJ/kgk	$S_{f_2} = 0.5747$ kJ/kgk
$S_1 = 6.5169$ kJ/kgk	$S_{ga} = 6.0701$ kJ/kgk	$S_{g_2} = 7.6794$ kJ/kgk
$\eta = 0.87$	$S_{fga} = 3.2737$ kJ/kgk	
$\dot{m}_1 = 271.3888$ kg/s	$h_a = 3390$ kJ/kg	

Desarrollando y simplificando, se llega a

$$S_1 = S_2 \quad (4.17)$$

$$S_2 = SF_2 + X_2SFg_2 \quad (4.18)$$

$$X_2 = \frac{S_1 - SF_2}{SFg_2} \quad (4.19)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.19) se tiene:

$$X_2 = \frac{6.5169 - 0.5747}{7.6794} = 0.7737$$

Siendo un vapor húmedo

$$h_2 = hf_2 + X_2hfg_2 \quad (4.20)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.20) se tiene obtiene el sobrecalentado  $h_2$

$$h_2 = 168.2925 + (0.7737)(2406.3) = 2030.0468 \text{ kJ/kg}$$

Balance de energía

$$\frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_a} = \frac{hfa - hf_2}{ha - hf_2} \quad (4.21)$$

Para poder obtener el valor de  $h_a$  se utiliza el diagrama de Mollier completo de la figura A.3 y una sección del mismo en la figura 4.9. Se toman como datos iniciales la presión y temperatura de salida del generador de vapor  $P_1 = 171.65 \text{ bar}$ ,  $T_1 = 540.55 \text{ °C}$ . Además de la presión de regenerativo  $P_a = 40 \text{ bar}$  y presión de salida del generador de vapor  $P_2 = 0.075 \text{ bar}$ , con estos datos obtenidos podemos calcular la potencia eléctrica de generación.

$$h_a = 3390 \text{ kJ/kg}$$

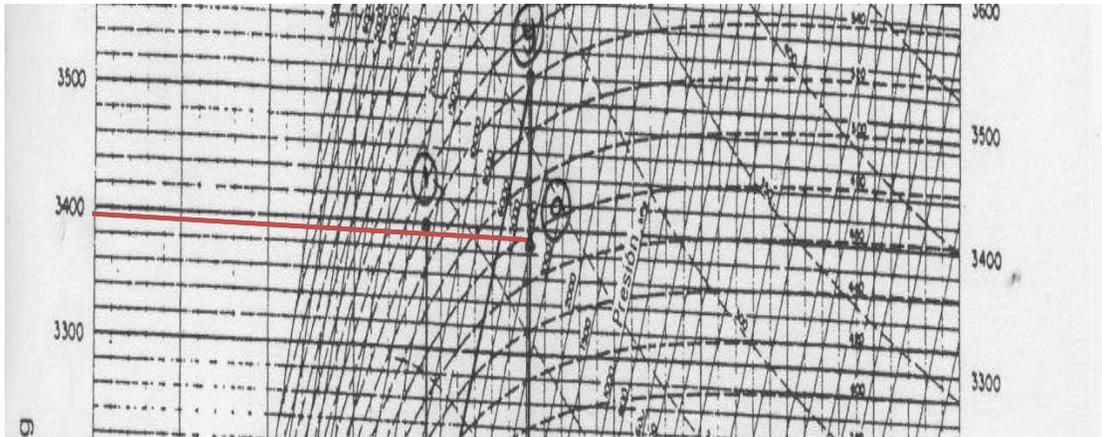


Figura 4.9. Es una sección del diagrama de Mollier completo del apéndice A.3 a una escala mayor

Sustituyendo en la Ec. (4.21) se tiene obtiene :

$$\frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_a} = \frac{1087.3 - 168.2925}{3390 - 168.2925} = 0.2852$$

Para determinar la potencia utilizamos la ecuación:

$$Pot = \eta_t g \dot{m}_1 \left[ (h_1 - h_a) + \left(1 - \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_1}\right) (h_a - h_2) \right] \quad (4.22)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.22) se obtiene la potencia en la turbina:

$$Pot = (0.87)(271.3888 \text{ kg/s})[(3466.5 \text{ kJ/kg} - 3390 \text{ kJ/kg}) + (1 - 0.2852)(3390 \text{ kJ/kg} - 2030.0468 \text{ kJ/kg})] = 247.5818 \text{ KW}$$

Para calcular la eficiencia utilizamos la siguiente ecuación:

$$e = \frac{W_t}{Q} \quad (4.23)$$

Donde

$$Wt = (h_1 - h_a) + \left(1 - \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_1}\right)(h_a - h_2) \quad (4.24)$$

$$Q = (h_1 - hf_a) \quad (4.25)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.23) se obtiene la eficiencia:

$$e = \frac{(3466.5 - 3390) + (1 - 0.2852)(3390 - 2030.0468)}{(3466.5 - 1087.3)} = 0.4407$$

## 4.5. Turbina de Vapor en un ciclo de Recalentamiento y Regenerativo

El recalentamiento es un procedimiento mediante el cual no solamente puede lograrse un ligero aumento de la eficiencia termodinámica de un ciclo de Rankine, sino también una reducción del grado de condensación en las turbinas. El ciclo con recalentamiento en su forma más simple consiste en permitir que el vapor de la caldera inicialmente sobrecalentado, se expanda primero en una turbina de alta presión hasta una presión a la cual apenas comience la condensación, luego volver a calentar el vapor mediante un proceso a presión constante, en un equipo llamado recalentador (generalmente un haz de tubos en el interior de horno de la caldera) y finalmente expandirlo hasta la presión del condensador en una turbina de baja presión. En un ciclo de Rankine regenerativo el condensado a la temperatura existente en el condensador es enviado a la caldera donde se produce un calentamiento (del agua) altamente irreversible. Precisamente, la eficiencia del ciclo de Rankine es menor que la del de Carnot, fundamentalmente por estas irreversibilidades que se presentan en la caldera. Por lo tanto, si el agua de alimentación a la caldera se puede calentar hasta la temperatura existente en la caldera,

se eliminarían los efectos irreversibles del ciclo de Rankine. Lo anterior se puede hacer mediante el efecto regenerativo mostrado en la figura 4.10.

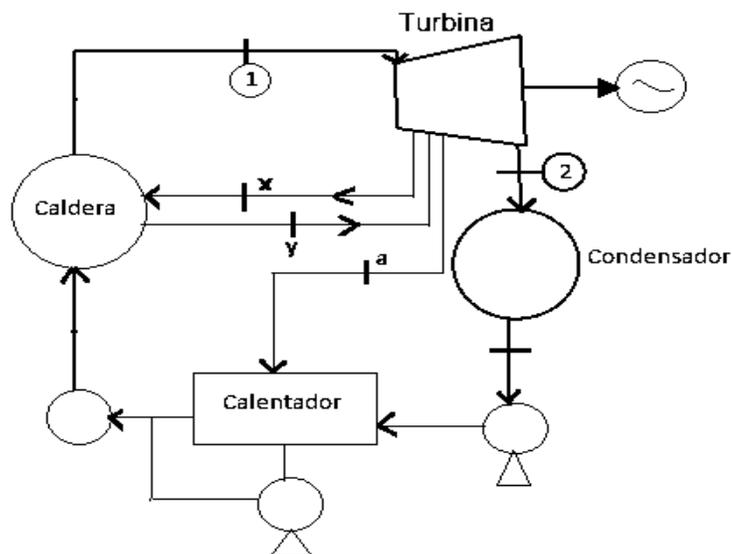


Figura 4.10. Turbina de Vapor en un ciclo de Recalentamiento y Regenerativo

El análisis termodinámico de la Planta Termoeléctrica de Tula, se efectúa para el 100% de carga y se toman como datos iniciales la presión y temperatura de salida del generador de vapor  $P_1 = 171.65$  bar,  $T_1 = 540.55$  °C. Presión de recalentamiento  $P_X = 60$  bar, además de la presión de regenerativo  $P_a = 40$  bar y presión del salida del generador de vapor  $P_2 = 0.075$  bar. Eficiencia de la turbina  $\eta = 0.87$ . Se requiere determinar la potencia eléctrica de generación.

#### Datos obtenidos de las tablas vapor

$$P_1 = 171.65 \text{ bar} \quad P_X = 60 \text{ bar} \quad P_a = 40 \text{ bar} \quad P_2 = 0.075 \text{ bar}$$

$$T_1 = 540.55^\circ\text{C} \quad hf_X = 1213.4 \text{ kJ/kg} \quad hfa = 1087.3 \text{ kJ/kg} \quad hf_2 = 168.2925 \text{ kJ/kg}$$

$$\text{Sobrecalentados} \quad hfg_X = 1571 \text{ kJ/kg} \quad hfga = 1714.1 \text{ kJ/kg} \quad hfg_2 = 2406.3 \text{ kJ/kg}$$

$$h_1 = 3466.5 \text{ kJ/kg} \quad Sf_X = 3.0267 \text{ kJ/kg} \quad Sfa = 2.7964 \text{ kJ/kg} \quad Sf_2 = 0.5747 \text{ kJ/kgk}$$

$$S_1 = 6.5169 \text{ kJ/kgk} \quad Sg_X = 5.8892 \text{ kJ/kgk} \quad Sga = 6.0701 \text{ kJ/kgk} \quad Sfg_2 = 7.6794 \text{ kJ/kgk}$$

$$\begin{aligned} \eta &= 0.87 & Sfg_x &= 2.8625 \text{ kJ/kgk} & Sfg_a &= 3.2737 \text{ kJ/kgk} \\ \dot{m}_1 &= 271.3888 \text{ kg/s} & h_x &= 3100 \text{ kJ/kg} & h_a &= 3390 \text{ kJ/kg} \\ & & h_y &= 3515 \text{ kJ/kg} & & \end{aligned}$$

Desarrollando y simplificando, se llega a

$$S_1 = S_2 \quad (4.26)$$

$$S_2 = SF_2 + X_2SFg_2 \quad (4.27)$$

$$X_2 = \frac{S_1 - SF_2}{SFg_2} \quad (4.28)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.28) se tiene:

$$X_2 = \frac{6.5169 - 0.5747}{7.6794} = 0.7737$$

Sobrecalentados

$$h_2 = hf_2 + X_2hfg_2 \quad (4.29)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.29) se tiene obtiene el sobrecalentado  $h_2$

$$h_2 = 168.2925 + (0.7737)(2406.3) = 2030.0468 \text{ kJ/kg}$$

Balace de energí

$$\frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_a} = \frac{hfa - hf_2}{ha - hf_2} \quad (4.30)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.30) se tiene obtiene :

$$\frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_a} = \frac{1087.3 - 168.2925}{3390 - 168.2925} = 0.2852$$

Para determinar la potencia utilizamos la ecuación:

$$Pot = \dot{m}\eta tg \left[ (h_1 - h_x) + \left(1 - \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_1}\right)(h_y - h_a) + (h_a - h_2) \right] \quad (4.31)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.31) se obtiene la potencia en la turbina:

$$\text{Pot} = (271.3888 \text{ kg/s})(0.87)[(3466.5 \text{ kJ/kg} - 3100 \text{ kJ/kg}) + (1 - 0.2852)(3515 \text{ kJ/kg} - 3390 \text{ kJ/kg}) + (3390 \text{ kJ/kg} - 2030.0468 \text{ kJ/kg})] = 428.7261 \text{ KW}$$

Para calcular la eficiencia utilizamos la siguiente ecuación:

$$e = \frac{Wt}{Q} \quad (4.32)$$

Donde

$$Wt = (h_1 - h_x) + \left(1 - \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_1}\right)(h_y - h_a) + (h_a - h_2) \quad (4.33)$$

$$Q = (h_1 - h_{f_a}) + (h_y - h_x) \quad (4.34)$$

Sustituyendo en la Ec. (4.32) se obtiene la eficiencia:

$$e = \frac{(3466.5 - 3100) + (1 - 0.2852)(3515 - 3390) + (3390 - 2030.0468)}{(3466.5 - 1087.3) + (3515 - 3100)} = 0.6498$$

Con la finalidad de comprobar los resultados anteriores se ilustra el diagrama de mollier de la figura A.4 y una sección del mismo en la figura 4.11.

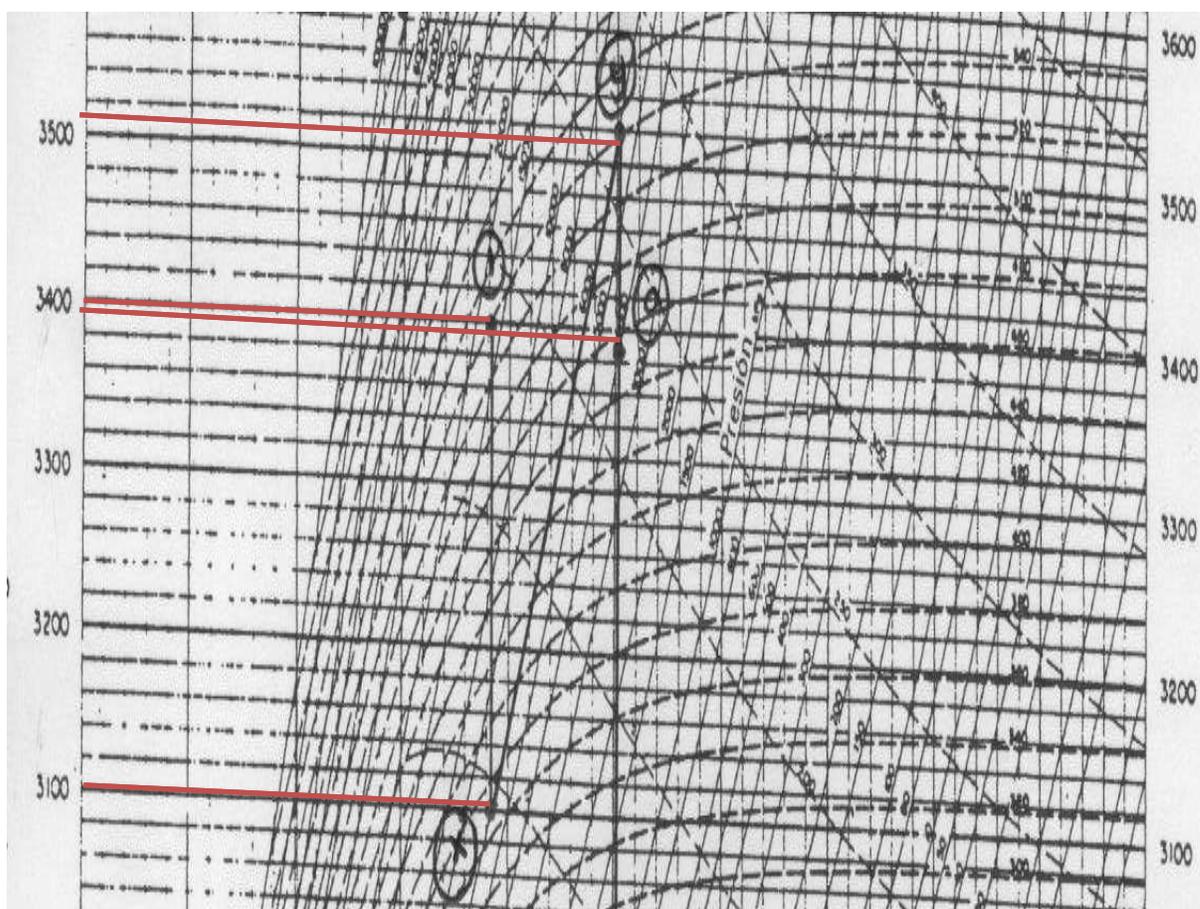


Figura 4.11. Es una sección del diagrama de Mollier completo del apéndice A.4 a una escala mayor

## 4.6. Turbinas de Vapor Comerciales

De acuerdo con las potencias obtenidas de la tabla anterior podemos ver el tamaño de las turbinas como se muestran las siguientes figuras .

La SST-300 es una turbina de carcasa simple que se muestra en la figura 4.12, con reductor para accionamiento de generador. Tiene un diseño compacto y flexible con alto grado de estandarización. Se emplea para aplicaciones de generación de energía.

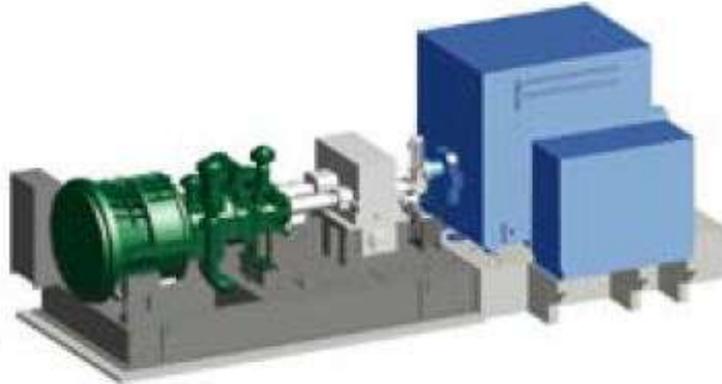


Figura 4.12. SST-300

### Datos técnicos

Potencia entregada de hasta 50 MW

Presión de entrada de 120 bar

Temperatura de entrada de 520 °C

Velocidad de giro de hasta 12,000 rpm

Extracción controlada de hasta 45 bar y hasta 400 °C

Toma de hasta 60 bar

Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 16 bar o condensación de hasta 0,3 bar

Área de escape 0,28 -1,6 m<sup>2</sup>

La SST-400 es una turbina de carcasa simple que se muestra en la figura 4.13, con reductor para accionamiento de generador. Tiene un diseño compacto y flexible con alto grado de estandarización. Se emplea para aplicaciones industriales y de generación de energía.

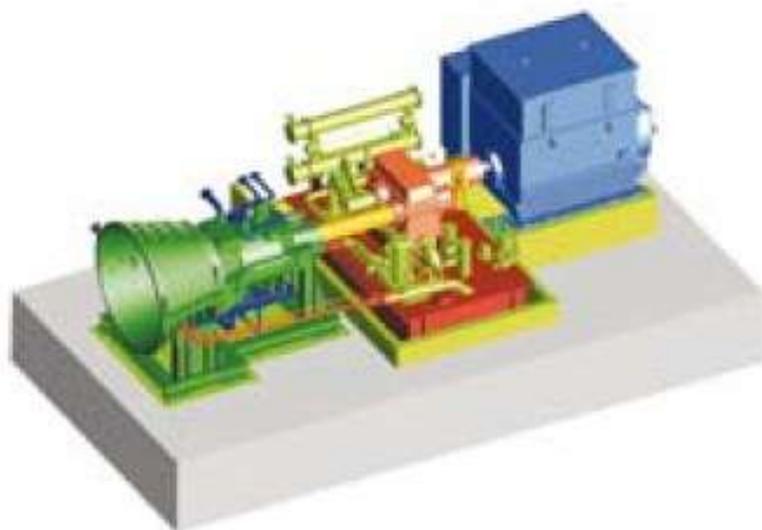


Figura 4.13. SST-400

### Datos técnicos

Potencia entregada de hasta 65 MW

Presión de entrada de hasta 140 bar

Temperatura de entrada de hasta 540 °C

Velocidad de giro de 3,000 – 8,000 rpm

Extracción controlada de hasta 45 bar y hasta 450 °C

Toma de hasta 60 bar

Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 25 bar o condensación de hasta 0,3 bar

Área de escape 1,3 – 3,0 m<sup>2</sup>

La SST-500 es una turbina de carcasa simple que se ilustra en la figura 4.14, con reductor o accionamiento directo. Es adecuada tanto para accionamiento de generador como mecánicos para soportar grandes caudales volumétricos. Se utiliza típicamente con carcasa de baja presión en aplicaciones de dos cilindros.



Figura 4.14. SST-500

#### **Datos técnicos**

Potencia entregada de hasta 100 MW

Presión de entrada de hasta 30 bar

Temperatura de entrada de hasta 400 °C

Velocidad de giro de hasta 15,000 rpm

Hasta 2 tomas, a varios niveles de presión

Área de escape 2x0, 175 – 3,5 m<sup>2</sup>

La SST-600 es una turbina de carcasa simple que se muestra en la figura 4.15, con reductor o accionamiento directo; apta tanto para accionamientos de generador como mecánicos. Se emplea en aplicaciones a medida para los procesos más complejos en industria y generación de energía.



Figura 4.15. SST-600

#### **Datos técnicos**

Potencia entregada de hasta 100 MW

Presión de entrada de hasta 140 bar

Temperatura de entrada de hasta 540 °C

Velocidad de giro de 3,000 – 15,000 rpm

Extracción controlada doble de hasta 65 bar

Hasta 5 tomas, a varios niveles de presión

Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 55 bar o condensación

Área de escape 0,175 m<sup>2</sup> – 3,5 m<sup>2</sup>

La SST-700 es una turbina de dos carcasas que se ilustra en l figura 4.16 consistente en dos módulos: un módulo de AP (alta presión) con reductor y otro de BP (baja presión). Se utiliza para aplicaciones de generación de energía, especialmente en ciclo combinado o centrales termo-solares. Cada módulo se puede usar independientemente o combinado en una configuración ideal.

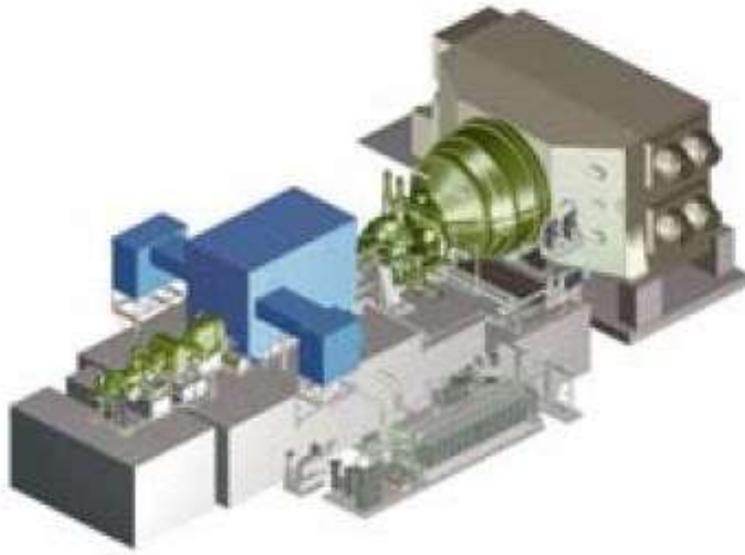


Figura 4.16. SST-700

#### Datos técnicos

Potencia entregada de hasta 175 MW

Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar

Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585 °C

Temperatura de recalentamiento de hasta 415 °C

Velocidad de giro de 3,000 – 13,200 rpm

Extracción controlada de hasta 40 bar y hasta 415 °C

Hasta 7 tomas; hasta 120 bar

Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 40 bar o condensación de hasta 0,6 bar

Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bar

Área de escape 1,7 – 11 m<sup>2</sup>

La SST-800 es una turbina de carcasa simple que se ilustra en la figura 4.17 de accionamiento directo con diseño de reflujo para aplicaciones de generador. Se emplea



Figura 4.17. SST-800

en aplicaciones a la medida para los procesos más complejos en industria y generación de energía.

#### **Datos técnicos**

Potencia entregada de hasta 150 MW

Presión de entrada de hasta 140 bar

Temperatura de entrada de hasta 540 °C

Velocidad de giro de 3,000 – 3,600 rpm

Extracción controlada doble de hasta 45 bar

Hasta 6 tomas, a varios niveles de presión

Presión en el escape de hasta 14 bar

Área de escape 1,1 – 5,6 m<sup>2</sup>

La SST-900 es una turbina de carcasa simple que se muestra en la figura 4.18 para generadores bipolares para generación de energía y la industria. La SST-900 RH es una turbina de dos carcasas para aplicaciones de recalentamiento [1].

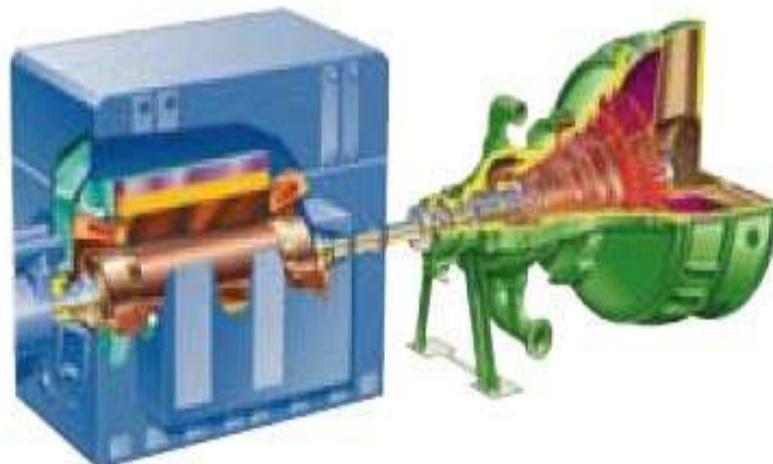


Figura 4.18. SST-900

### Datos técnicos

Potencia entregada de hasta 250 MW y superior

Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar

Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585 °C

Temperatura de recalentamiento de hasta 580 °C

Velocidad de giro de 3,000 – 3,600 rpm; AP hasta 13,200 rpm

Hasta 7 tomas; hasta 60 bar

Extracción controlada de hasta 55 bar y hasta 480 °C

Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 16 bar o condensación de hasta 0,6 bar

Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bar

Área de escape 1,7 – 11 m<sup>2</sup>

La marca mitsubichi es una turbina de carcasa simple que se muestra en la figura 4.19 para generadores bipolares para generación de energía y la industria. En la central

termoeléctrica de Tula Hidalgo es una turbina de dos carcadas para aplicaciones de recalentamiento se utiliza típicamente en aplicaciones de dos cilindros y doble flujo de escape.



Figura 4.19. Marca Mitsubishi

#### **Datos técnicos**

Potencia entregada de hasta 300 MW Presión de entrada de hasta 165 bar

Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585 C

Temperatura de recalentamiento de hasta 585 C

Velocidad de giro de 3,000 – 3,600 rpm; AP hasta 13,200 rpm

Hasta 7 tomas; hasta 60 bar

Extracción controlada de hasta 55 bar y hasta 480 C

Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 16 bar o condensación de hasta 0,6 bar

Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bar

Área de escape 1,7 – 11 m<sup>2</sup>

## Capítulo 5

---

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### 5.1. Conclusiones

En el presente trabajo de tesis se analiza las turbinas de vapor de centrales termoeléctricas. La turbina de vapor es el elemento esencial para la conversión de energía térmica a conexión de la turbina de vapor a un generador síncrono se logra la generación de energía eléctrica.

Por lo tanto, en esta tesis se analizan los diferentes ciclos de vapor aplicados a centrales termoeléctricas para aumentar la potencia generada y la eficiencia. Se determinan la potencia generada y la eficiencia correspondientes a los diferentes ciclos de vapor de la central termoeléctrica de Tula, Hidalgo. Estos ciclos de vapor comprenden ciclos de vapor básico, ciclo de vapor recalentado-regenerativo. Se demostró cómo evoluciona la potencia generada y eficiencia de cada uno de los ciclos de vapor, resolviendo cada uno de los casos con las tablas de vapor y diagrama de mollier. Finalmente, se describen las turbinas de vapor comerciales que se pueden considerar para diferentes capacidades de potencia generada, para proyectos de pequeña o mediana capacidad, indicando los

datos técnicos de la turbina de vapor de la termoeléctrica de Tula Hidalgo.

## **5.2. Recomendaciones**

En el cálculo de la potencia generada se obtienen resultados teóricos, por lo que es necesario determinar y aplicar las diferentes pérdidas o las eficiencias de la turbina de vapor de Tula Hidalgo. Se puede aplicar la metodología de este trabajo de tesis para analizar turbinas de vapor de otras centrales termoeléctricas del país.

## Bibliografía

- [1] Siemens AG. Turbinas de vapor industriales. <https://goo.gl/gwpHaP>, 2009.
- [2] Jennifer Carles. *Energías Renovables*. EUA, primera edition, 1995. 18-178 pp.
- [3] H. Armstead H. Christopher. *Energia Geotérmico*. Noriega, E. & F. N. Armstead, primera edition, 1989. 47-53 pp.
- [4] Carlos Francisco Ruiz Reyes Juan Lopez del Angel. *Inspección de integridad por turbinas de vapor en centrales termoeléctricas*. Universidad Veracruzana, Veracruz, 2002. 6-14 pp.
- [5] RENOVETEC. Tipos de turbinas de vapor. <https://goo.gl/fv1yrY>, 2013.
- [6] Salamanca. Antecedentes de centrales eléctricas. <https://goo.gl/GRIkhQ>, 1998.
- [7] Uploaded. Turbina de vapor de cfe. <https://goo.gl/2Cj04t>, 2009.
- [8] Miguel Ángel Delgadillo Valencia. *Modelado dinámico del proceso de generación de vapor de una central convencional: Caso central termoeléctrica Tula*. Universidad Nacional Autónoma de México, México, D. F., 2009. 28-38 pp.
- [9] Enrique Jacobo Vega. *Ajuste del sistema de control y protección del turbogenerador de 300 MW. Unidad 1 y 2 de la central termoeléctrica Francisco Perez Rios*. U.M.S.N.H, Morelia, Mich., 1998. 1-3 pp.
- [10] Theodore Wildi. *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. Alexandria Benedicto Wolf, Sperika Enterprises Ltd., sexta edición edition, 2007. 679 p.
- [11] Van WYLEN Yunus CENGEL, Kenneth WARK. *Termodinámica aplicada, ciclos de potencia de vapor*. <https://goo.gl/1YO72I>, 2009. Last Modified: 02/23/2009.

## Apéndice A

---

# MODELADO DE TURBINAS DE VAPOR

---

### A.1. Condiciones de diseño del generador de vapor

1	Fv	Cond.	Flujo de vapor	1 026 000 kg/hr
2	Pd	Cond.	Presión de diseño	204 kg/hr
3	Pvs	Cond.	Presión máxima de vapor por sobrecalentado	175.9 kg/cm <sup>2</sup>
4	Tvs	Cond.	Temperatura de vapor sobrecalentado	540.6 °C
5	Emc	Cond.	Eficiencia a máxima carga	87.93 %
6	Ctunc	Cond.	Consumo térmico unitario a máxima carga	1997.7 kcal/kwh

### A.2. Condiciones de diseño de vapor

7	Cn	Cond.	Capacidad nominal	300 000 kw
8	V	Cond.	Velocidad	3 600 rpm
9	Pva	Cond.	Presion de vapor a la entrada	169 kg/ cm <sup>2</sup>
10	Tvs	Cond.	Temperatura de vapor sobrecalentado	537.77°C
11	Tva	Cond.	Temperatura de vapor recalentado a la entrada	537.77°C
12	Ve	Cond.	Vacio de escape	57.15 mm H <sub>2</sub> O

### A.3. Condiciones de diseño del generador eléctrico

13	P	Cond.	Potencia	346 000 kva
14	T	Cond.	Tensión	20 000 V
15	C	Cond.	Corriente	9 988 A
16	F	Cond.	Frecuencia	60 Hz
17	V	Cond.	Velocidad	3600 rpm
18	Ph	Cond.	Presión de hidrogeno	3.0 kg/cm <sup>2</sup>
19	Te	Cond.	Tension de excitación	375 V
20	Cc	Cond.	Corriente de campo	2940 A

## Apéndice B

---

# ANÁLISIS DE TURBINAS DE VAPOR EN CENTRALES ELÉCTRICAS

---

### B.1. Diagrama de Mollier a una escala más grande con Ciclo Rankine básico

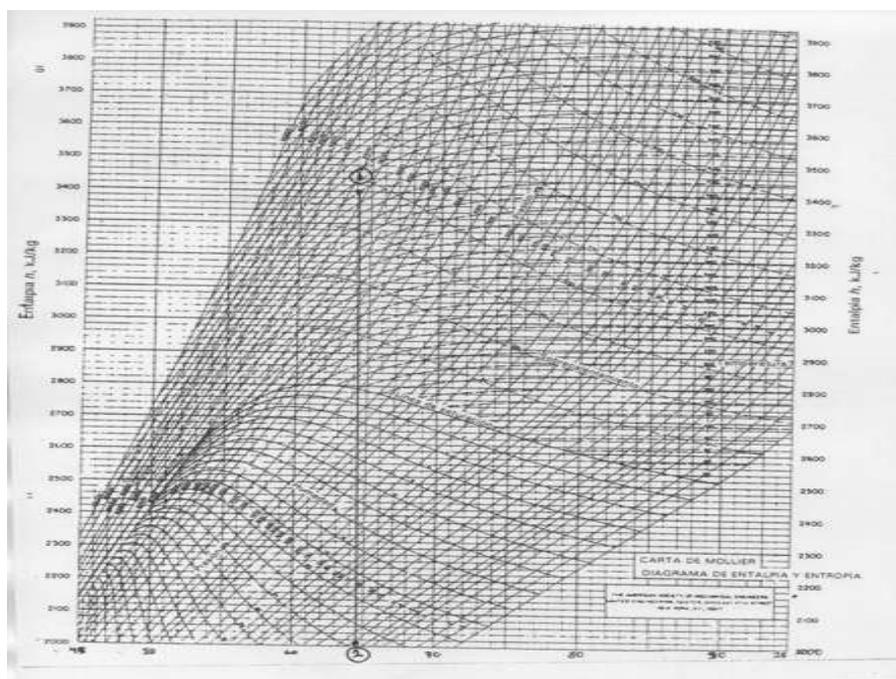


Figura B.1. Diagrama de Mollier con Ciclo Rankine básico

## B.2. Diagrama de Mollier a una escala más grande con Ciclo Recalentamiento

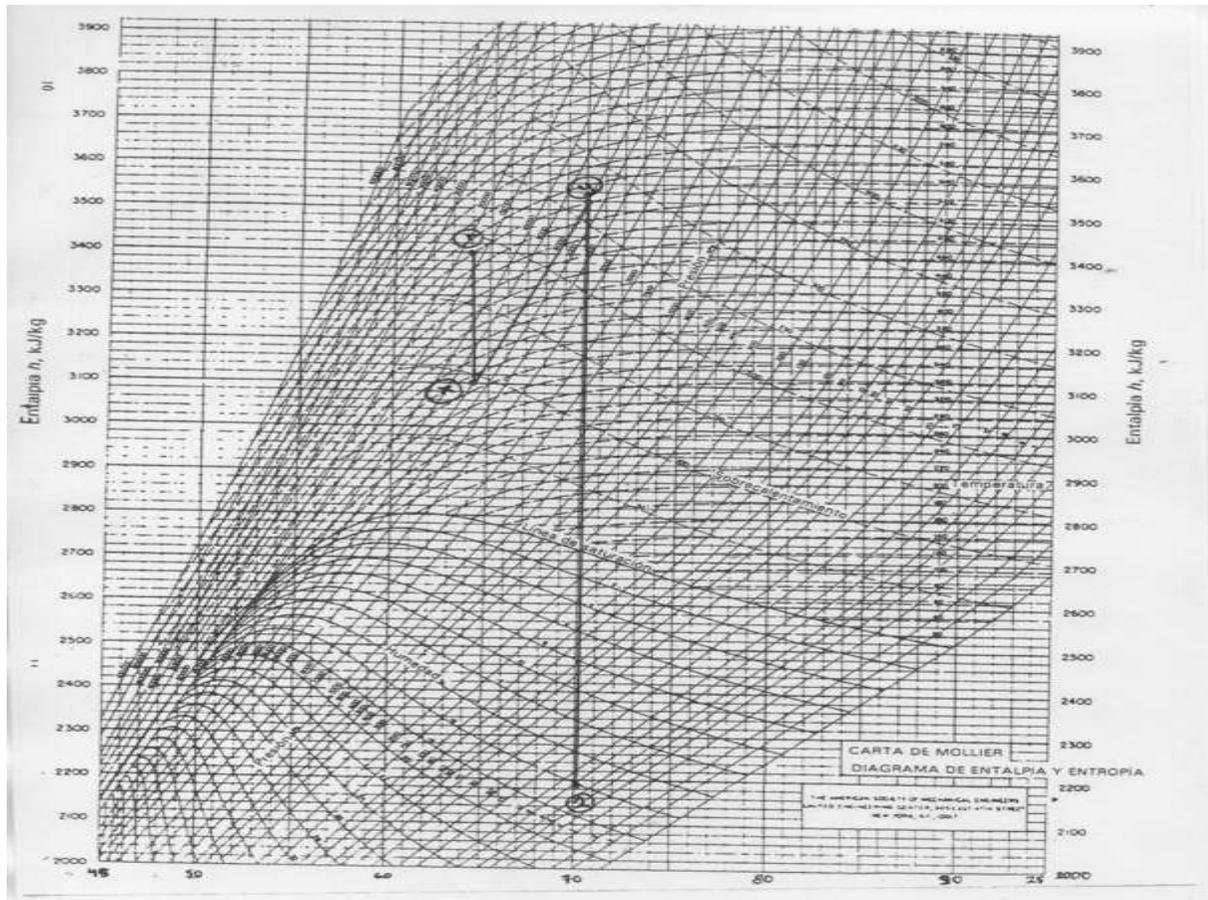


Figura B.2. Diagrama de Mollier con Ciclo Recalentamiento

### B.3. Diagrama de Mollier a una escala más grande con Ciclo Regenerativo

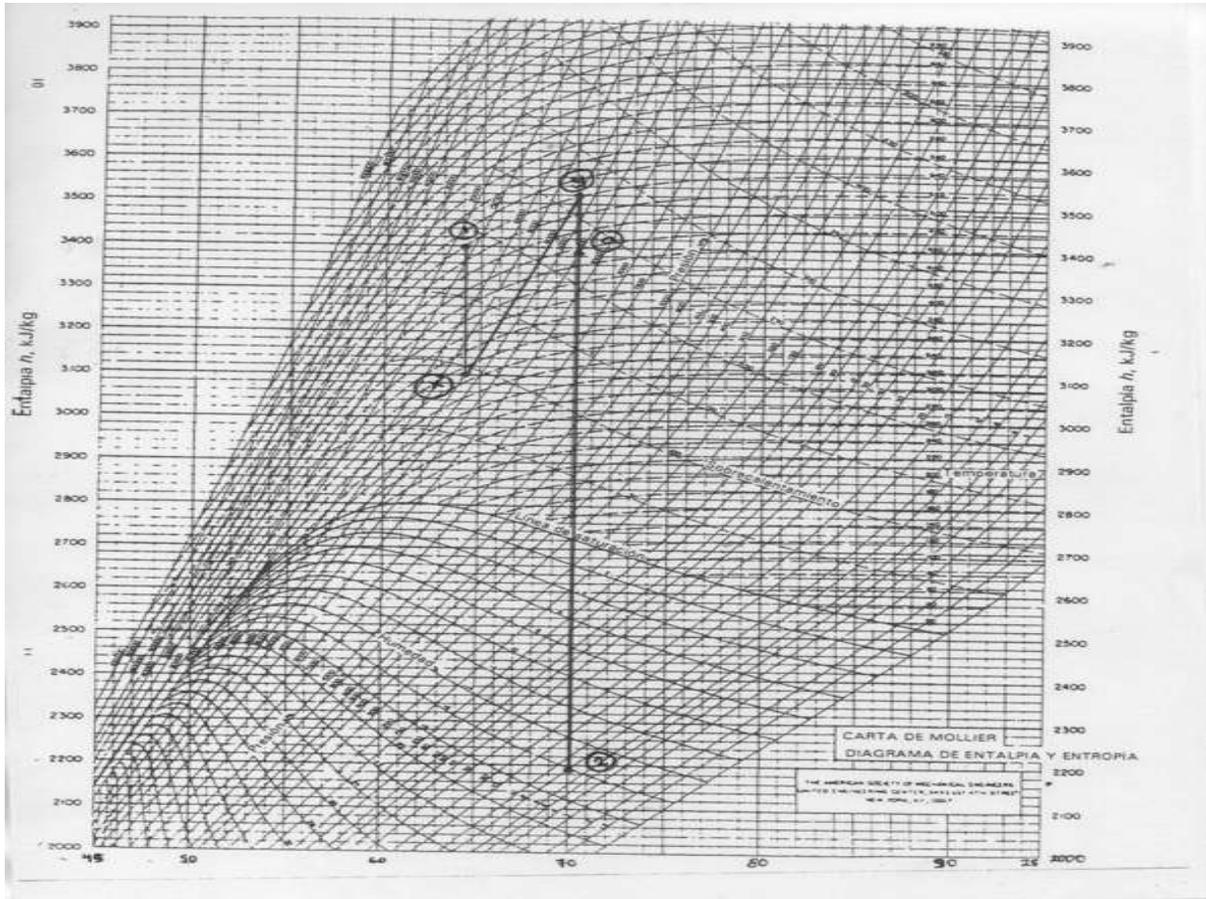


Figura B.3. Diagrama de Mollier con Ciclo Regenerativo

## B.4. Diagrama de Mollier a una escala más grande con Ciclo de Recalentamiento y Regenerativo

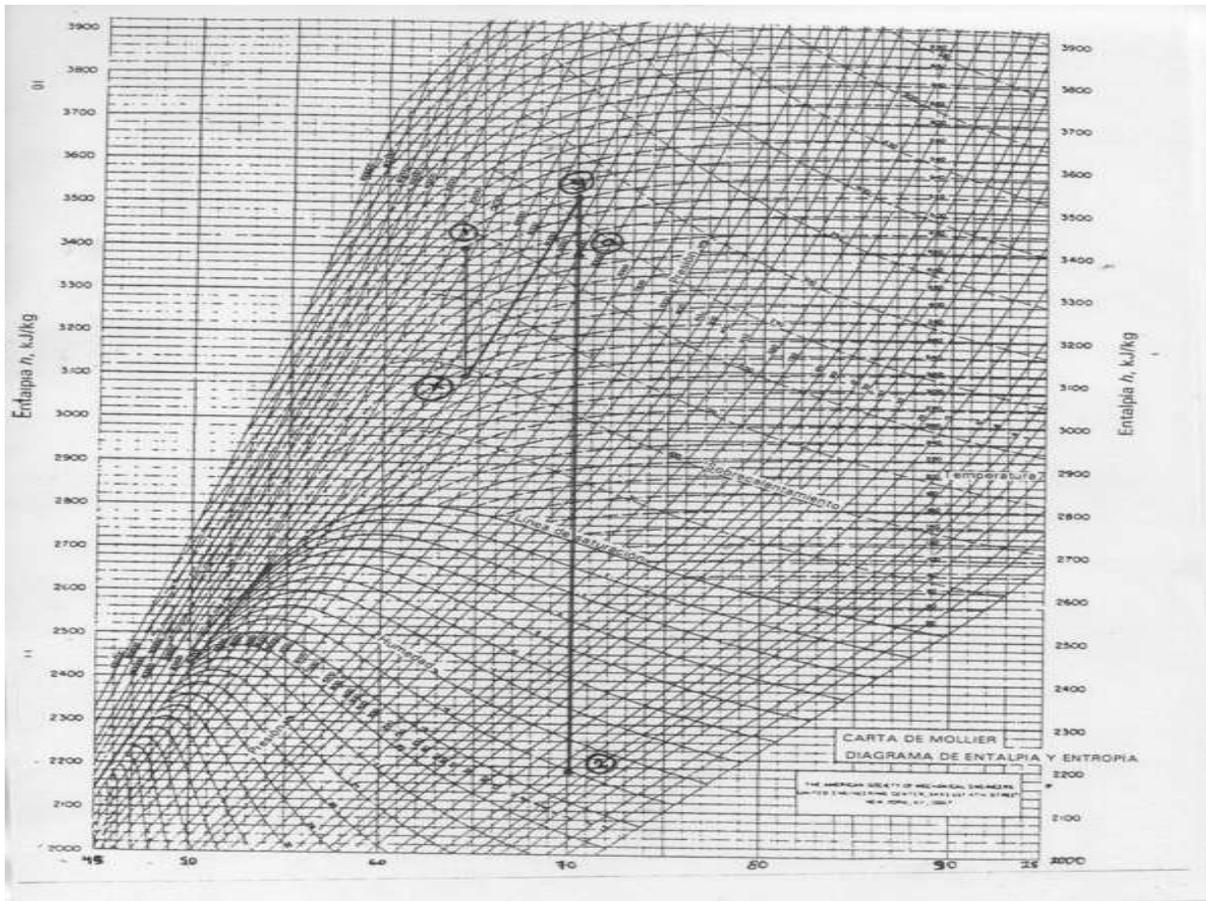


Figura B.4. Diagrama de Mollier con Ciclo de Recalentamiento y Regenerativo